

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа – Инженерная школа информационных технологий и робототехники
 Направление подготовки – 27.04.01 «Стандартизация и метрология»
 Отделение школы (НОЦ) – Отделение автоматизации и робототехники

МАГИСТЕРСКАЯ ДИССЕРТАЦИЯ

Тема работы
Метрологическое обеспечение системы измерений количества и показателей качества нефти

УДК 621:53.08:665.61

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8ГМ81	Петлина Татьяна Андреевна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Суханов А.В.	К.Х.Н.		

Консультант

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Главный метролог ООО НПП «ТЭК»	Агапова В.И.			

КОНСУЛЬТАНТЫ ПО РАЗДЕЛАМ:

По разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Конотопский В.Ю.	К.Э.Н.		

По разделу «Социальная ответственность»

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД ШБИП	Горбенко М.В.	К.Т.Н.		

ДОПУСТИТЬ К ЗАЩИТЕ:

Руководитель ООП	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
профессор ОАР ОШИТР	Муравьев С.В.	Д.Т.Н.		

Планируемые результаты обучения по направлению подготовки 27.04.01

«Стандартизация и метрология»

Код результата	Результат обучения (выпускник должен быть готов)
<i>Профессиональные компетенции</i>	
P1	Применять современные базовые и специальные естественнонаучные, математические и инженерные знания для решения комплексных задач метрологического обеспечения, контроля качества, технического регулирования и проверки соответствия с использованием существующих и новых технологий, и учитывать в своей деятельности экономические, экологические аспекты и вопросы энергосбережения
P2	Выполнять работы по метрологическому обеспечению и техническому контролю, определять номенклатуру измеряемых и контролируемых параметров, устанавливать оптимальные нормы точности и достоверности контроля, выбирать средства измерений и контроля, предварительно оценив экономическую эффективность техпроцессов, кроме того, уметь принимать организационно-управленческие решения на основе экономического анализа
P3	Выполнять работы в области стандартизации и сертификации: по созданию проектов стандартов, методических и нормативных материалов и технических документов, по нормоконтролю и экспертизе технической документации, участвовать в проведении сертификации продукции, услуг, систем качества и систем экологического управления предприятием, участвовать в аккредитации органов по сертификации, измерительных и испытательных лабораторий
P4	Выполнять работы в области контроля и управления качеством: участвовать в оперативной работе систем качества, анализировать оценку уровня брака и предлагать мероприятия по его предупреждению и устранению, участвовать в практическом освоении систем менеджмента качества
P5	Использовать базовые знания в области экономики, проектного менеджмента и практики ведения бизнеса, в том числе менеджмента рисков и изменений, для ведения комплексной инженерной деятельности; проводить анализ затрат на обеспечение требуемого качества и деятельности подразделения, проводить предварительное технико-экономическое обоснование проектных решений
<i>Универсальные компетенции</i>	
P6	Понимать необходимость и уметь самостоятельно учиться и повышать квалификацию в течение всего периода профессиональной деятельности
P7	Эффективно работать индивидуально, в качестве члена команды по междисциплинарной тематике, а также руководить командой, демонстрировать ответственность за результаты работы
P8	Владеть иностранным языком на уровне, позволяющем работать в интернациональной среде, разрабатывать документацию, представлять и защищать результаты инженерной деятельности
P9	Ориентироваться в вопросах безопасности и здравоохранения, юридических и исторических аспектах, а также различных влияниях инженерных решений на социальную и окружающую среду
P10	Следовать кодексу профессиональной этики, ответственности и нормам инженерной деятельности

УТВЕРЖДАЮ:
Руководитель ООП

(Подпись)

(Дата)

Муравьев С.В.

(Ф.И.О.)

	- Презентация на 16 слайдах
Консультанты по разделам выпускной квалификационной работы <i>(с указанием разделов)</i>	
Раздел	Консультант
Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	Конотопский В.Ю.
Социальная ответственность	Горбенко М.В.
Раздел на иностранном языке	Пичугова И.Л.

Дата выдачи задания на выполнение выпускной квалификационной работы по линейному графику	25.02.2020
---	------------

Задание выдал руководитель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Суханов А.В.	к.х.н.		25.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8ГМ81	Петлина Татьяна Андреевна		25.02.2020

Министерство науки и высшего образования Российской Федерации
 федеральное государственное автономное
 образовательное учреждение высшего образования
 «Национальный исследовательский Томский политехнический университет» (ТПУ)

Школа–Инженерная школа информационных технологий и робототехники
 Направление подготовки–27.04.01 «Стандартизация и метрология»
 Отделение школы (НОЦ)–Отделение автоматизации и робототехники

Период выполнения (осенний /весенний семестр 2019/2020 учебного года)

Форма представления работы:

Магистерская диссертация

(бакалаврская работа, дипломный проект/работа, магистерская диссертация)

КАЛЕНДАРНЫЙ РЕЙТИНГ-ПЛАН выполнения выпускной квалификационной работы

Срок сдачи студентом выполненной работы:	15.06.2020
--	------------

Дата контроля	Название раздела (модуля) / вид работы (исследования)	Максимальный балл раздела (модуля)
28.02.2020	Раздел 1. Система измерений количества и показателей качества нефти	20
31.03.2020	Раздел 2. Применяемые средства измерений	25
30.04.2020	Раздел 3. Расчет пределов относительных погрешностей измерений массы брутто и массы нетто нефти	25
15.05.2020	Раздел 4. Социальная ответственность	10
22.05.2020	Раздел 5. Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	10
29.05.2020	ПриложениеВ. Systems for oil quantity and quality metering	10

Составил преподаватель:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Суханов А.В.	к.х.н.		

СОГЛАСОВАНО:

Зав. Кафедрой	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Руководитель ООП	Муравьев С.В.	д.т.н.		

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «СОЦИАЛЬНАЯ ОТВЕТСТВЕННОСТЬ»

Студенту:

Группа	ФИО
8ГМ81	Петлиной Татьяне Андреевне

Школа	ИШИТР	Отделение	ОАР
Уровень образования	Магистратура	Направление	Стандартизация и метрология

Тема ВКР:

Метрологическое обеспечение системы измерений количества и показателей качества нефти

Исходные данные к разделу «Социальная ответственность»:

1. Характеристика объекта исследования (вещество, материал, прибор, алгоритм, методика, рабочая зона) и области его применения	Исследование нормативно-технической и проектной документации с последующим вычислением погрешности массы нефти проводилось с помощью программного обеспечения для инженерных вычислений Mathcad. Поэтому объектом исследования является рабочее место, оборудованное персональным компьютером.
--	--

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	<p>Анализ правовых и организационных вопросов обеспечения безопасности:</p> <ul style="list-style-type: none"> – ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов по безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация; – ГОСТ 12.1.005-88 ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны; – ГОСТ 12.1.009-2017 ССБТ. Электробезопасность. Термины и определения; – ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты; – ГОСТ 12.1.033-81 ССБТ. Пожарная безопасность. Термины и определения; – СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНИП 23-05-95*; – СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений; – СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий – СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы; – СНИП 21-01-97* Пожарная безопасность зданий и сооружений
--	--

2. Производственная безопасность 2.1. Анализ выявленных вредных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения. 2.2. Анализ выявленных опасных факторов при разработке и эксплуатации проектируемого решения.	Анализ вредных производственных факторов: – повышенный уровень шума на рабочем месте; – повышенный уровень электромагнитных излучений; – недостаточная освещенность рабочей зоны; – повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны; – статические физические перегрузки; – нервно-психические перегрузки: умственное перенапряжение, монотонность труда. Анализ опасных производственных факторов: – поражение электрическим током.
3. Экологическая безопасность	Объект исследования не представляет опасности для окружающей среды.
4. Безопасность в чрезвычайных ситуациях	Анализ чрезвычайных ситуаций: – пожар.

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	25.02.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ООД ШБИП	Горбенко М.В.	к.т.н.		25.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8ГМ81	Петлина Т.А.		25.02.2020

ЗАДАНИЕ ДЛЯ РАЗДЕЛА «ФИНАНСОВЫЙ МЕНЕДЖМЕНТ, РЕСУРСОЭФФЕКТИВНОСТЬ И РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЕ»

Студенту:

Группа	ФИО
8ГМ81	Петлиной Татьяне Андреевне

Школа	ИШИТР	Отделение школы (НОЦ)	ОАР
Уровень образования	Магистратура	Направление/специальность	Стандартизация и метрология

Исходные данные к разделу «Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение»:

1. Стоимость ресурсов научного исследования (НИ): материально-технических, энергетических, финансовых, информационных и человеческих	Использовать действующие ценники и договорные цены на потребленные материальные и информационные ресурсы, а также указанную в МУ величину тарифа на электроэнергию
2. Нормы и нормативы расходования ресурсов	—
3. Используемая система налогообложения, ставки налогов, отчислений, дисконтирования и кредитования	Действующие ставки единого социального налога и НДС

Перечень вопросов, подлежащих исследованию, проектированию и разработке:

1. Оценка коммерческого и инновационного потенциала научно-технического исследования (НТИ)	Дать характеристику существующих и потенциальных потребителей (покупателей) результатов ВКР, ожидаемых масштабов их использования
2. Разработка устава научно-технического проекта	Разработать проект такого устава в случае, если для реализации результатов ВКР необходимо создание отдельной организации или отдельного структурного подразделения внутри существующей организации
3. Планирование процесса управления НТИ: структура и график проведения, бюджет, риски и организация закупок	Построение плана-графика выполнения ВКР, составление соответствующей сметы затрат, расчет цены результата ВКР
4. Определение ресурсной, финансовой, экономической эффективности	Оценка экономической эффективности использования результатов ВКР, характеристика других видов эффекта

Перечень графического материала (с точным указанием обязательных чертежей):

1. «Портрет» потребителя результатов НТИ
2. Сегментирование рынка
3. Оценка конкурентоспособности технических решений
4. Диаграмма FAST
5. Матрица SWOT
6. График проведения и бюджета НТИ – выполнить
7. Оценка ресурсной, финансовой и экономической эффективности НТИ – выполнить
8. Потенциальные риски

Дата выдачи задания для раздела по линейному графику	25.02.2020
--	------------

Задание выдал консультант:

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОСГН ШБИП	Конотопский В.Ю.	К.Э.Н.		25.02.2020

Задание принял к исполнению студент:

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8ГМ81	Петлина Т.А.		25.02.2020

Реферат

Данная выпускная квалификационная работа (ВКР) содержит 113 страниц, 12 рисунков, 31 таблицу, 44 источников и 3 приложения.

Используемые ключевые слова: система измерений количества и показателей качества нефти, СИКН, масса нефти, масса брутто нефти, масса нетто нефти, погрешность измерений массы нефти.

Объект исследования: система измерений количества и показателей качества нефти (СИКН).

Цель ВКР является анализ метрологического обеспечения измерений товарной нефти.

В ходе работы над ВКР проводился оптимальный подбор средств измерений (СИ) для СИКН, расчет относительной погрешности измерений массы брутто и массы нетто товарной нефти при прямом методе динамических измерений с помощью инженерного математического программного обеспечения PTC Mathcad.

В результате ВКР были разработаны документы для прохождения метрологической экспертизы СИКН, пройдена метрологическая экспертиза и получены заключения по метрологической экспертизе, для последующей разработки методики измерений и утверждения типа СИКН как СИ.

ВКР выполнена в текстовом процессоре Microsoft Word 2013 и представлена в распечатанном виде на листах формата А4.

Определения

Вданной работе применены следующие термины с соответствующими определениями:

Средство измерений: Техническое средство, предназначенное для измерений и имеющее нормированные (установленные) метрологические характеристики.

Измерение: Процессэкспериментального получения одного или более значений величины, которые могут быть обоснованно приписаны величине.

Динамические измерения: Измерения, в процессе которых измеряемая величина изменяется и является непостоянной во времени.

Прямые измерения: Измерения, при которых искомое значение величины получают непосредственно.

Измерительная линия: Часть блока измерительных линий, оснащенная средством измерений расхода в комплекте со струевыпрямительной секцией (по техническому заданию на проектирование), термокарманом для термометра, преобразователями давления и температуры, манометром и термометром, запорной и регулирующей арматурой с электроприводом (по техническому заданию на проектирование), фильтром (если не предусмотрен отдельный блок фильтров).

Контрольно-резервная измерительная линия: Измерительная линия, оснащенная контрольно-резервным средством измерений расхода, применяемым для контроля метрологических характеристик рабочих средств измерений расхода и/или для временного измерения количества нефти/нефтепродуктов взамен рабочего средства измерений расхода.

Рабочая измерительная линия: Измерительная линия, оснащенная рабочим средством измерений расхода, находящимся в работе при нормальном режиме эксплуатации системы измерений количества и показателей качества нефти/нефтепродуктов.

Стандартные условия: Условия, соответствующие температуре нефти и нефтепродуктов 15°C или 20°C и избыточному давлению, равному нулю.

Товарная нефть: Нефть, подготовленная к поставке потребителю в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51858-2002.

Масса брутто товарной нефти: Масса товарной нефти, показатели качества которой соответствуют требованиям ГОСТ Р 51858-2002.

Масса балласта: Общая масса воды, солей и механических примесей в товарной нефти.

Масса нетто товарной нефти: Разность массы брутто товарной нефти и массы балласта.

Контроль метрологических характеристик: Определение отклонения метрологических характеристик средств измерений в межповерочном интервале от действительных значений, определенных при последней поверке, и установление пригодности средств измерений к дальнейшей эксплуатации

Погрешность измерений: разность между измеренным значением величины и опорным значением величины.

Обозначения и сокращения

В данной работе применены следующие обозначения и сокращения:

ВКР – выпускная квалификационная работа;

СИКН – система измерений количества и показателей качества нефти;

СИ – средство измерений;

СОИ – системы сбора и обработки информации;

ТЗ – техническое задание;

ПЗ – пояснительная записка;

с.у. – стандартные условия;

КМХ – контроль метрологических характеристик;

БИЛ – блок измерительных линий;

БИК – блок измерений показателей качества нефти;

ИЛ – измерительная линия;

ИВК – измерительно-вычислительный комплекс;

ФИФОЕИ – Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений;

АРМ – автоматизированное рабочее место оператора;

РСМ – расходомер-счетчик массовый;

МХ – метрологические характеристики;

ЧЭ – чувствительный элемент.

Оглавление

	С.
Введение	16
1 Система измерений количества и показателей качества нефти	17
1.1 Основные положения	17
1.2 Характеристики системы измерений количества и показателей качества нефти.....	18
1.3 Требования к метрологическим характеристикам	21
1.4 Состав системы измерений количества и показателей качества нефти	24
1.4.1 Блок измерительных линий	24
1.4.2 Блок измерений показателей качества нефти	26
1.4.3 Система сбора и обработки информации.....	27
2 Применяемые средства измерений.....	28
2.1 Расходомер-счетчик массовый OPTIMASS x400	28
2.2 Датчик давления Метран-150	32
2.3 Преобразователь температуры CTR-ALW.....	36
2.4 Манометр показывающий для точных измерений МПТИ.....	39
2.5 Манометр избыточного давления показывающий МП-У	41
2.6 Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4	43
2.7 Влагомер поточный ВСН-АТ	45
2.8 Комплекс измерительно-вычислительный МикроТЭК	49
3 Пределы относительных погрешностей измерений массы нефти.....	52
3.1 Алгоритм расчета пределов относительных погрешностей измерений массы брутто и массы нетто нефти	52
3.2 Расчет пределов относительных погрешностей измерений массы брутто и массы нетто нефти	55
4 Социальная ответственность	59
4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности	59
4.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства	59

4.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя	61
4.2 Профессиональная социальная ответственность	62
4.2.1 Анализ вредных и опасных факторов	62
4.2.2 Повышенный уровень шума на рабочем месте	63
4.2.3 Повышенный уровень электромагнитных излучений	63
4.2.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны	64
4.2.5 Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны	67
4.2.6 Поражение электрическим током	68
4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях	70
4.3.1 Пожарная безопасность	70
5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение	73
5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научного исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения	73
5.1.1 Потенциальные потребители результатов научного исследования	73
5.1.2 Анализ конкурентных технических решений	73
5.1.3 SWOT-анализ	75
5.2 Планирование научного исследования	78
5.2.1 Структура работ в рамках научного исследования	78
5.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ	79
5.2.3 Разработка графика проведения научного исследования	79
5.2.4 Бюджет научного исследования	81
5.3 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования	86
Заключение	90
Список использованных источников	91
ПРИЛОЖЕНИЕ А (обязательное) Технологическая схема системы измерений количества и показателей качества нефти	97

ПРИЛОЖЕНИЕ Б (обязательное) Краткие технические характеристики, измеряемые параметры и место установки СИ	98
ПРИЛОЖЕНИЕ В (справочное) Systems for oil quantity and quality metering ...	101

Введение

На сегодняшний день актуальным вопросом является политика разумного использования природных ресурсов, а также их учет на всех этапах: добыча, транспортировка, переработка и реализация. Этого требует Федеральный закон "О техническом регулировании" от 27.12.2002 № 184-ФЗ. Также прибыль предприятий, которые занимаются транспортировкой или переработкой нефти, зависит от точности и качества проведения товарно-коммерческих операций. Поэтому важным условием является повышение точности результатов измерений и измерение с погрешностью, которая не превышает допустимых пределов.

Целью ВКР является проведение анализа метрологического обеспечения СИКН.

Для достижения поставленной цели сформулированы следующие задачи:

- провести оптимальный подбор средств измерений;
- разработать документы для прохождения метрологической экспертизы;
- пройти метрологическую экспертизу и получить заключения по метрологической экспертизе;
- составить алгоритм расчета пределов относительных погрешностей измерений массы брутто и массы нетто нефти;
- выполнить расчет пределов относительных погрешностей измерений массы брутто и массы нетто нефти.

Работа над диссертацией проводилась в Обществе с ограниченной ответственностью Научно-производственное предприятие "Томская электронная компания" в отделе технологического инжиниринга нефтегазовых комплексов (ООО НПП "ТЭК").

1 Система измерений количества и показателей качества нефти

1.1 Основные положения

СИКН называется совокупностью функционально объединенных СИ, системы сбора и обработки информации (СОИ), технологического и иного оборудования, предназначенная для прямых или косвенных динамических измерений массы и показателей качества нефти.

Метрологическое обеспечение СИКН должно быть выполнено в соответствии со стандартами, техническими регламентами, законами, нормативными правовыми актами в области обеспечения единства измерений/законодательной метрологии государств, где эксплуатируются СИКН.

На проектируемые, вновь строящиеся и реконструируемые СИКН распространяется действие стандарта ГОСТ 34396 [1].

В соответствии с [1] СИКН должна проектироваться по техническому заданию (ТЗ).

Согласно [1] ТЗ называется документ, содержащий перечень требований и условий, необходимых для проектирования продукции.

ТЗ должно быть разработано в соответствии с техническими требованиями, которые предоставляет заказчик, согласовано сдающей, принимающей нефть сторонами (в случае определения их к моменту разработки ТЗ), утверждено заказчиком.

Для исследуемой СИКН ТЗ разработано на основании технических требований, приведенных в приложении к договору поставки между ООО "ИЦ ГазИнформПласт" и ООО НПП "ТЭК".

ТЗ должно оформляться в соответствии с требованиями ГОСТ 2.105 [2].

ТЗ должно подлежать метрологической экспертизе юридическими лицами или индивидуальными предпринимателями, которые аккредитованы в установленном порядке в области обеспечения единства измерений.

В составе документации для СИКН должна быть пояснительная записка (ПЗ).

Согласно ГОСТ 2.102 [3] ПЗ называется документ, содержащий описание устройства и принципа действия разрабатываемого изделия, а также обоснование принятых при его разработке технических и технико-экономических решений.

ПЗ должна быть разработана на основании ТЗ. Для исследуемой СИКН ПЗ разработана на основании ранее разработанного и утвержденного заказчиком ТЗ.

Также для СИКН метрологической экспертизе подлежит рабочая документация, включающая в себя ПЗ, документы по технологии производства (общие данные, схема технологическая, общая спецификация, карта технологических уставок) и документы по комплексной автоматизации (схема структурная комплекса технических средств, схема функциональная автоматизации).

ПЗ также должна оформляться в соответствии с [2].

1.2 Характеристики системы измерений количества и показателей качества нефти

Рабочей средой для СИКН должна являться нефть.

В исследуемой СИКН рабочей средой является нефть, по степени подготовки соответствующая группе 3 по ГОСТ Р 51858 [4] и имеющая физико-химические показатели, указанные в таблице 1.

Таблица 1 – Физико-химические показатели нефти

Наименование показателя	Значение показателя
Кинематическая вязкость в рабочем диапазоне температур, сСт	от 3,80 до 80,94
Плотность, приведенная к с.у., кг/м ³	от 868,2 до 914,0
Температура нефти, °С	от 20 до 70
Давление насыщенных паров, не более, кПа	40
Массовая доля воды, не более, %	1,0
Массовая концентрация хлористых солей, не более, мг/дм ³	900
Массовая доля механических примесей, не более, %	0,05
Содержание свободного газа, %	не допускается

По методу измерений СИКН классифицируются на:

- СИКН, в которых применяется косвенный метод динамических измерений массы нефти;
- СИКН, в которых применяется прямой метод динамических измерений массы нефти.

В исследуемой СИКН реализуется прямой метод динамических измерений массы нефти, т.к. одним из требований заказчика является применение массометров.

Задачи, которые должны быть выполнены исследуемой СИКН:

- измерение массы брутто нефти массометром;
- вычисление массы нетто нефти;
- измерение избыточного давления нефти преобразователями давления;
- измерение температуры нефти преобразователями температуры;
- измерение объемной доли воды нефти поточным СИ объемной доли воды в нефти.

Основные характеристики СИКН представлены в таблице 2.

Таблица 2 – Основные характеристики СИКН

Наименование характеристики	Значение характеристики
Расход нефти, т/ч	от 50 до 170
Избыточное давление нефти (допускаемое), МПа	от 4,0 до 6,3
Потери давления (при максимальном расходе и максимальной вязкости), МПа: – в рабочем режиме, не более – в режиме контроля метрологических характеристик (КМХ), не более	0,2 0,4
Режим работы СИКН	непрерывный
Режим управления запорной арматурой	ручной
Способ КМХ рабочего массомера	по контрольно-резервному массомеру
Способ поверки массомера	в соответствии с методикой поверки массомеру
Электропитание	220 В / 50 Гц
Категория электроприемников по надежности электроснабжения по ПУЭ	I
Категории СИКН по взрывопожароопасности по СП 12.13130.2009 [5]: – блок измерительных линий (БИЛ) – блок измерений показателей качества нефти (БИК) – СОИ	АН АН Д

Окончание таблицы 2

Наименование характеристики	Значение характеристики
Класс взрывоопасной зоны по ПУЭ [6] – БИЛ – БИК – СОИ	В-1г В-1г -
Температура воздуха внутри термочехлов с электрообогревом в холодный и переходный периоды года, °С	от 15 до 25
Температура окружающей среды, °С	от минус 53 до 33

1.3 Требования к метрологическим характеристикам

Пределы погрешности измерений СИКН и СИ, входящих в состав СИКН, должны соответствовать требованиям "Перечня измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, выполняемых при учете используемых энергетических ресурсов, и обязательных метрологических требований к ним, в том числе показателей точности измерений", утвержденных Приказом Минэнерго России от 15.03.2016 № 179 [7], [1] и ГОСТ 8.587 [8].

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы брутто нефти прямым методом динамических измерений не должны превышать $\pm 0,25 \%$.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массы нетто нефти прямым методом динамических измерений не должны превышать $\pm 0,35 \%$.

Для обеспечения требуемой погрешности измерений массы нефти, а также при проведении КМХ рабочего массомера, рекомендуется применять СИ с пределами допускаемых погрешностей, указанными в таблице 3.

Таблица 3 – Рекомендуемые пределы допускаемой погрешности СИ

Наименование СИ	Рекомендуемые пределы допускаемой погрешности СИ	Примечание
Рабочий массомера	$\pm 0,25 \% ^*$	на рабочей измерительной линии (ИЛ), в диапазоне расходов
Контрольно-резервный массомера	$\pm 0,20 \% ^*$	в точке расхода
Преобразователь избыточного давления	$\pm 0,5 \% ^{**}$	на каждой ИЛ
Преобразователь перепада давления	$\pm 2,5 \% ^{**}$	для контроля загрязненности фильтра
Преобразователь температуры	$\pm 0,3 ^\circ\text{C}^{***}$	на каждой ИЛ
Манометр	$\pm 0,6 \% ^{**}$	на каждой ИЛ
Стеклянный термометр	$\pm 0,2 ^\circ\text{C}^{***}$	на каждой ИЛ
Влагомер поточный	$\pm 0,1 \% ^{***}$	в БИК
Измерительно-вычислительный комплекс (ИВК)	$\pm 0,05 \% ^*$	СОИ
<p>* Пределы допускаемой относительной погрешности.</p> <p>** Пределы допускаемой приведенной погрешности.</p> <p>*** Пределы допускаемой абсолютной погрешности.</p>		

Все СИ должны быть утвержденного типа, т.е. быть внесенными в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений (ФИФОЕИ), и допущены к применению в РФ.

Предприятие-изготовитель СИКН должно организовать утверждение типа СИКН как СИ.

СИКН должна иметь:

- декларации соответствия Техническому регламенту Таможенного союза 010/2011 "О безопасности машин и оборудования"[9] (на запорную арматуру и насосы);

- сертификаты соответствия Техническому регламенту Таможенного союза 012/2011 "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах" [10] (на все оборудование и СИ, используемые во взрывоопасных зонах);

- заключение метрологической экспертизы ТЗ и рабочей документации;

- аттестованную методику измерений по [9] и ГОСТ Р 8.563-2009[11];

- свидетельство о первичной поверке СИКН;

- свидетельство об утверждении типа СИКН как СИ с прилагаемым описанием типа;

- свидетельства об утверждении типа СИ с прилагаемыми описаниями типа на все СИ, входящие в состав СИКН;

- методику поверки СИКН в целом;

- методики поверки СИ, входящих в состав СИКН;

- технологическую принципиальную схему СИКН;

- паспорт СИКН;

- эксплуатационную документацию на русском языке.

Для исследуемой СИКН проводились метрологические экспертизы ТЗ и рабочей документации в ФБУ "Томский ЦСМ". В экспертном заключении указано, что требования к метрологическому обеспечению СИКН выполняются рациональными методами и средствами. ТЗ и рабочая документация

соответствует требованиям распространяющихся на него нормативно-правовых актов, нормативной документации и техническим требованиям заказчика.

1.4 Состав системы измерений количества и показателей качества нефти

В состав исследуемой СИКН входит:

– комплекс технологический в составе:

- а) БИЛ;
- б) БИК;
- в) рамное основание;

– СОИ в составе:

- а) ИВК;
- б) автоматизированное рабочее место (АРМ) оператора.

Технологическая схема СИКН представлена в приложении А.

1.4.1 Блок измерительных линий

В БИЛ осуществляется измерение массового расхода, температуры и давления нефти. Также конструкция БИЛ обеспечивает возможность проведения КМХ рабочего массомера.

Произведем расчет количества ИЛ. Количество контрольно-резервных ИЛ вычисляется в соответствии с приложением Г [1] и п. 7.1.12 МИ 2825-2003 [12].

Число рабочих ИЛ вычисляется по формуле (1).

$$N_{РАБ} = \frac{Q_{max}}{K_{загр} \cdot Q_{ПР}}, \quad (1)$$

где $N_{РАБ}$ – число рабочих ИЛ, шт.;

Q_{max} – максимальный расход через трубопровод, $Q_{max} = 170$ т/ч;

$K_{загр}$ – коэффициент загрузки, $K_{загр} = 0,8$;

$Q_{ПР}$ – максимальная пропускная способность массомера, $Q_{ПР} = 559$ т/ч.

$$N_{РАБ} = \frac{170}{0,8 \cdot 559} = 0,38 \approx 1 \text{ шт.}$$

Число рабочих ИЛ и число контрольно-резервных ИЛ следует округлять в большую сторону до целого значения.

Число контрольно-резервных ИЛ вычисляется по формуле (2).

$$N_{РЕЗ} = 0,3 \cdot N_{РАБ}, \quad (2)$$

где $N_{РЕЗ}$ – число контрольно-резервных ИЛ, шт.

$$N_{РЕЗ} = 0,3 \cdot 1 = 0,3 \approx 1 \text{ шт.}$$

В соответствии с требованиями [12] разрешено совмещать резервную ИЛ и контрольную ИЛ, т.е. использовать одну контрольно-резервную ИЛ.

Общее число ИЛ $N_{ИЛ}$, шт., вычисляется по формуле (3).

$$N_{ИЛ} = N_{РАБ} + N_{РЕЗ}, \quad (3)$$

где $N_{ИЛ}$ – общее число ИЛ, шт.;

$N_{РАБ}$ – число рабочих ИЛ, шт.;

$N_{РЕЗ}$ – число контрольно-резервных ИЛ, шт.

$$N_{ИЛ} = 1 + 1 = 2 \text{ шт.}$$

Поэтому БИЛ включает две ИЛ DN 150 (одна рабочая, одна контрольно-резервная).

Согласно технологической схеме (приложение А) контрольно-резервная ИЛ в режиме КМХ рабочего массомера подключается последовательно рабочей ИЛ, в режиме проведения измерений – параллельно.

Каждая ИЛ состоит из массомера, датчика избыточного давления, датчика температуры, манометра избыточного давления, термометра и запорной арматуры.

Запорная арматура, влияющая на точность проведения КМХ, предусмотрена с местным контролем протечек. В качестве устройства местного контроля протечек используются манометры избыточного давления.

Для тонкой очистки нефти от механических примесей, для предотвращения засорения и поломки оборудования СИКН на входе ИЛ установлены фильтр с быстросъемной крышкой, датчик перепада давления (для контроля загрязненности фильтра) и запорная арматура.

В качестве закладных конструкций для монтажа СИ избыточного давления предусмотрены двухвентильные клапанные блоки, для датчика перепада давления – пятивентильный клапанный блок. В качестве закладных конструкций для монтажа СИ температуры предусмотрены защитные гильзы.

В качестве запорной арматуры в БИЛ применяются краны шаровые с ручным управлением.

БИЛ оснащен дренажной системой закрытого типа с возможностью ее промывки или пропарки. Для дренажной системы реализован местный и дистанционный контроль герметичности.

Для удаления газовых пробок предусмотрены краны воздушники.

Массомеры, датчики давления, датчики температуры, манометры (кроме манометров для контроля протечек) и термометры размещаются в термочехлах с электрообогревом. Технологический трубопровод СИКН оснащается теплоизоляцией.

Применяемые в БИЛ СИ представлены в таблице Б.1 приложения Б.

1.4.2 Блок измерений показателей качества нефти

В БИК осуществляется измерение и контроль объемной доли воды в нефти.

БИК размещается на выходе БИЛ/СИКН.

Отбор проб нефти производится пробоотборниками в соответствии с ГОСТ 2517-2012 [13]. В составе БИК предусмотрены автоматический и ручной пробоотборники.

Для автоматического измерения объемной доли воды в нефти в состав БИК входит поточный влагомер.

В качестве запорной и регулирующей арматуры в БИК применяются краны шаровые с ручным управлением.

БИК оснащается дренажной системой закрытого типа с возможностью промывки и пропарки. В качестве дренажной запорной арматуры применяются краны шаровые.

Поточный влагомер и пробоотборник размещаются в термочехлах с электрообогревом.

Применяемые в БИК СИ представлены в таблице Б.1 приложения Б.

1.4.3 Система сбора и обработки информации

СОИ выполняет автоматизированный сбор, обработку, отображение, регистрацию информации по учету нефти в соответствии с требованиями [1], [12] и МИ 3532-2015 [14].

Одной из функций СОИ является вычисление массы брутто и массы нетто нефти при вводе с клавиатуры АРМ оператора значений, которые определяются в лаборатории:

- плотности нефти;
- содержания воды (при неисправности поточного влагомера);
- хлористых солей;
- механических примесей.

СОИ оснащена источником бесперебойного питания, обеспечивающим непрерывную работу оборудования СОИ в случае отключения электроэнергии в течение 2 ч.

Оборудование СОИ размещается в приборном шкафу двухстороннего обслуживания. АРМ оператора располагается на столе оператора.

Применяемые в СОИ СИ представлены в таблице Б.1 приложения Б.

2 Применяемые средства измерений

2.1 Расходомер-счетчик массовый OPTIMASS x400

Рассмотрим расходомер-счетчик массовый OPTIMASS x400 модели OPTIMASS 7400 производства "KROHNELtd", Великобритания (далее – РСМ).

РСМ предназначен для измерения массового расхода жидкости и газа, их плотности и температуры.

В исследуемой СИКН РСМ применяется для измерения массового расхода.

Каналы измерения плотности и температуры не применяются, т.к. имеют погрешность, превышающую нормированную по [1].

РСМ утвержден как тип СИ в Российской Федерации и имеет свидетельство об утверждении типа СИ № GB.C.29.010.A № 51088 и регистрационный номер 53804-13 в ФИФОЕИ.

Интервал между поверками составляет 4 года.

На рисунке 1 представлен внешний вид РСМ.



Рисунок 1 РСМ

В основе принципа действия РСМ лежит использование сил Кориолиса, возникающих в колебательной системе. Значение силы Кориолиса зависит от массы жидкости и скорости движения жидкости, и пропорциональна массовому расходу.

РСМ состоит из двух частей:

- первичного преобразователя серии OPTIMASS-x400;
- конвертера сигналов MFC 400,

которые могут быть единой конструкцией (компактное исполнение) или разнесены на некоторое расстояние (разнесенное исполнение).

Состав первичных преобразователей OPTIMASS-x400 отличается количеством измерительных труб (двухтрубное исполнение – изогнутые измерительные трубы, расположенные параллельно и однострубно исполнение – прямая измерительная труба).

В исследуемой СИКН применяется компактное исполнение первичного преобразователя и конвертера сигналов.

Для обеспечения наименьших потерь давления в системе применяется первичный преобразователь серии OPTIMASS-7000, в котором чувствительный элемент представляет собой из себя одну гладкую прямую измерительную трубу, которая закреплена своими концами в упругих подвесах.

В состав первичного преобразователя серии OPTIMASS-7000 входят: одна измерительная труба, генератор колебаний (электромагнитная катушка), который расположен в центральной части корпуса, и два сенсора, которые располагаются по обеим сторонам от генератора колебаний.

На рисунке 2 представлен РСМ с первичным преобразователем серии OPTIMASS-7000 в стационарном состоянии, т.е. РСМ не запитан (отсутствует питание), и отсутствует движение потока рабочей среды.



Рисунок 2

1 – измерительная труба; 2 – генератор колебаний;

3 – первый сенсор; 4 – второй сенсор

Измерительная труба изготавливается из титана, хастеллоя или нержавеющей стали.

Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массового расхода и объема жидкости равны $\pm (0,1 + 0,01 \cdot [G_{max}/G_i])\%$ при применении измерительной трубы из титана. Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массового расхода и объема жидкости равны $\pm (0,1 + 0,05 \cdot [G_{max}/G_i])\%$ при применении измерительной трубы из хастеллоя и нержавеющей стали.

В исследуемой СИКН применяется измерительная труба из титана, т.к. её применение обусловлено наилучшими метрологическими характеристиками (МХ) и техническими характеристиками РСМ.

Конвертер сигналов представляет собой отдельный электронный блок, предназначенный для обработки и индикации измерительной информации, а также для питания первичного преобразователя. На рисунке 3 представлен конвертер сигналов.

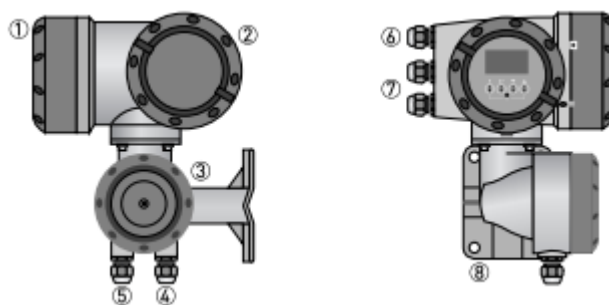


Рисунок 3

1 – крышка отсека электроники и дисплея; 2 – крышка клеммного отсека, предназначенного для подключения питания и входов/выходов; 3 – крышка клеммного отсека первичного преобразователя; 4 – кабельный ввод для сигнального кабеля первичного преобразователя; 5 – кабельный ввод для кабеля обмотки возбуждения первичного преобразователя; 6 – кабельный ввод для источника питания; 7 – кабельный ввод для входов/выходов; 8 – монтажная пластина для крепления на трубе или на стене

В таблице 4 приведены нормированные MX РСМ типоразмера DN80, указанные в описании типа [15] данного СИ и руководстве по эксплуатации [16], а также технические характеристики.

Таблица 4 – Нормированные MX и технические характеристики РСМ типоразмера DN 80

Наименование характеристики	Значение характеристики
Условный диаметр, мм	80
Максимальный расход жидкости, кг/ч	559000
Номинальный расход жидкости, кг/ч	430000
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массового расхода и объема жидкости, %	$\pm (0,1 + 0,01 [G_{max}/G_i])$
Давление измеряемой среды, МПа	до 10
Температура окружающей среды, °С	от минус 40 до 65

Окончание таблицы 4

Наименование характеристики	Значение характеристики
Выходные сигналы	токовый, частотный, импульсный
Питания	от 12 до 24 В переменного тока
Потребляемая мощность, не более, Вт	12
Средний срок службы изделия, не менее, лет	12
Габаритные размеры, не более, мм: – длина – высота – ширина	1468 534 274
Масса, не более, кг	267
<p>Примечания:</p> <p>1) Номинальный расход приведен температуры окружающей среды 20 °С и избыточного давления 4,0 МПа.</p> <p>2) G_{max}– максимальный верхний предел измерений, кг/ч.</p> <p>3) G_i– измеренное значение, кг/ч.</p>	

2.2 Датчик давления Метран-150

Рассмотрим датчик давления Метран-150 производства АО "ПГ "Метран", г. Челябинск (далее – датчик давления).

Датчик давления предназначен:

– для измерения абсолютного давления, избыточного давления, разности давлений, гидростатического давления (уровня);

– для преобразования измеренных значений давления в величины функционально связанные с давлением: уровень и плотность жидкостей, расход жидкости, пара и газа,

– непрерывного преобразования измеряемой величины в электрический выходной сигнал постоянного тока 4-20 мА или 0-5 мА, или/и в выходной цифровой сигнал на базе HART-протокола.

В исследуемой СИКН применяются датчики давления для измерения разности давлений – модель 150CD; и для измерения избыточного давления – модель 150TG.

Датчик давления утвержден как тип СИ в Российской Федерации и имеет свидетельство об утверждении типа СИ № RU.C.30.280.A № 53672 и регистрационный номер 32854-13 в ФИФОЕИ.

Интервал между поверками составляет 5 лет.

На рисунке 4 представлен внешний вид датчика давления Метран-150.



Рисунок 4 Датчик давления Метран-150

Принцип действия измерительного механизма датчиков давления моделей 150CD базируется на дифференциальном кондексаторе. В

основемеханизма лежит емкостная измерительная ячейка, которая состоит из двух разделительных мембран и одной мембраны для измерения. Измерительная ячейка установлена между двумя неподвижными пластинами конденсатора. При изменении давления, которое воздействует на измерительную мембрану, происходит изменение положения измерительной мембраны и возникает разность емкостей, которая преобразуется в цифровой код пропорциональный приложенному давлению.

Принцип действия измерительного механизма датчиков давления моделей 150TG базируется на тензорезистивном эффекте. В основе механизма лежит тензорезистивный тензомодуль на кремниевой подложке. При изменении давления происходит деформация тензомодуля, что вызывает изменение электрического сопротивления его тензорезисторов, которое преобразуется в цифровой код пропорциональный приложенному давлению.

Микропроцессор делает коррекцию цифрового кода в зависимости от характеристик емкостной ячейки или тензомодуля, а также – от температуры окружающей или измеряемой среды. Откорректированный цифровой код передается на цифровой индикатор (при его наличии) и на устройство, которое формирует аналоговый и/или цифровой выходной сигнал.

В таблице 5 приведены нормированные МХ датчика давления, указанные в описании типа [17] данного СИ и руководстве по эксплуатации [18], а также технические характеристики.

Таблица 5 – Нормированные МХ и технические характеристики датчика давления

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений датчика давления модели 150CD с кодом диапазона 2, кПа	от 0 до 63
Диапазон измерений датчика давления модели 150TG с кодом диапазона 4, МПа	от 0 до 8

Продолжение таблицы 5

Наименование характеристики	Значение характеристики
Выходные сигналы	аналоговый сигнал постоянного тока от 4 до 20 мА, совмещенный с цифровым сигналом в стандарте протокола HART
Пределы допускаемой основной приведенной погрешности, %	$\pm 0,5$
Дополнительная приведенная погрешность при изменении температуры окружающей среды на каждые 10 °С модели 150CD с кодом диапазона 2, %	$\pm (0,02+0,03 \cdot [P_{max}/P_e])$
Дополнительная приведенная погрешность при изменении температуры окружающей среды на каждые 10 °С модели 150TG с кодом диапазона 4, %	$\pm (0,02+0,04 \cdot [P_{max}/P_e])$
Температура окружающей среды, °С	от минус 55 до 85
Питания	от 10,5 до 42,4 В
Потребляемая мощность, не более, В·А	0,8
Средний срок службы изделия, не менее, лет	12
Габаритные размеры модели 150CD, не более, мм:	
– длина	163
– высота	202
– ширина	116

Окончание таблицы 5

Наименование характеристики	Значение характеристики
Габаритные размеры модели 150TG, не более, мм:	
– длина	128
– высота	218
– ширина	100
Масса, не более, кг:	
- модели 150CD	3,8
- модели 150TG	1,7
Примечания:	
1) P_{max} – максимальный предел измерений, кПа или МПа.	
2) P_e – верхний предел измерений, на который настроен датчик давления, кПа или МПа.	

2.3 Преобразователь температуры CTR-ALW

Рассмотрим преобразователь температуры CTR-ALW производства фирмы "APLISENSS.A.", Польша (далее – преобразователь температуры).

Принцип действия преобразователя температуры CTR-ALW основан на преобразовании первичным преобразователем измеряемой температуры в сигнал электрического напряжения или сопротивления, обработке вторичным измерительным преобразователем и конвертации в унифицированный аналоговый сигнал 4-20 мА и цифровой сигнал в стандарте HART, и отображении измеренной температуры на встроенном дисплее.

Первичный преобразователь выполнен в виде вставки с чувствительным элементом (ЧЭ) – термопреобразователем сопротивления, помещенным в защитный корпус.

Вторичный измерительный преобразователь конструктивно помещен в головку или непосредственно в корпус преобразователя температуры,

выполненного из алюминиевого сплава, нержавеющей стали или фторопласта и представляет собой микропроцессорный блок, который может иметь встроенный модем. В головке CTR-ALW в корпусе предусмотрено окно для наблюдения показаний измерений на жидкокристаллическом дисплее.

Преобразователь температуры состоит из корпуса электронного блока, оболочки измерительного элемента с элементами присоединения к измеряемому процессу, измерительного элемента и электронного блока, преобразующего сигнал от измерительного элемента в унифицированный выходной сигнал.

Преобразователь температуры может комплектоваться различными вариантами оболочек измерительных элементов, допускающих как резьбовое, фланцевое, так и сварочное присоединение к объекту измерения. В исследуемой СИКН у преобразователей температуры применяется резьбовое присоединение к процессу M20x1,5.

Преобразователи температуры CTR-ALW применяется во взрывозащищенном исполнении с видом взрывозащиты Exd—"взрывонепроницаемая оболочка".

Преобразователь температуры утвержден как тип СИ в Российской Федерации и имеет свидетельство об утверждении типа СИ № PL.C.32.010.A № 71609 и регистрационный номер 72825-18 в ФИФОЕИ.

Интервал между поверками составляет 5 лет.

На рисунке 5 представлен внешний вид преобразователя температуры CTR-ALW.



Рисунок 5 Преобразователь температуры CTR-ALW

В таблице 6 приведены нормированные МХ преобразователя температуры, указанные в описании типа [19] данного СИ и руководстве по эксплуатации [20], а также технические характеристики.

Таблица 6 – Нормированные МХ и технические характеристики преобразователя температуры

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений, °C	от 15 до 85
Тип чувствительного элемента	Pt100
Вид выходного сигнала, мА (способ отображения, передачи)	от 4 до 20 (HART-протокол, дисплей)
Пределы допускаемой абсолютной погрешности (по HART-протоколу), °C	$\pm (0,05 + 0,05 \% (\text{от интервала измерений}) + 0,001 \cdot t)$

Окончание таблицы 6

Наименование характеристики	Значение характеристики
Пределы допускаемой приведенной погрешности (от интервала измерений), %	$\pm 0,04$
Погрешность при снятии показаний с выхода 4-20 мА равна сумме абсолютной погрешности (по HART-протоколу) и приведенной (от интервала измерений), °C	$\pm 0,1$
Длина чувствительного элемента, мм	150
Диаметр чувствительного элемента, мм	6
Присоединение к процессу	M20x1,5
Напряжение питания, В	от 10 до 45
Температура окружающей среды, °C	от минус 50 до 80
Степень защиты от внешних воздействий по ГОСТ 14254-2015 [21]	IP66
Средняя наработка на отказ, ч, не менее	150000
Средний срок службы, лет, не менее	10
Примечание – t – значение измеряемой температуры, °C.	

2.4 Манометр показывающий для точных измерений МПТИ

Рассмотрим манометр показывающий для точных измерений МПТИ производства ОАО "Манотомь", г. Томск (далее – манометр).

Манометр предназначен для измерения избыточного давления неагрессивных, некристаллизующихся жидкостей, газа и пара, в т.ч. кислорода, а также сероводородсодержащих сред.

В основе принципа действия манометра лежит уравновешивание измеряемого давления силами упругой деформации манометрической пружины.

Перемещение конца пружины через тягу передается сектору, который вращается на оси. Посредством зубчатого зацепления поворот сектора вызывает вращение трубки, на которой неподвижно насажена стрелка, указывающая давление по шкале.

Манометр утвержден как тип СИ в Российской Федерации и имеет свидетельство об утверждении типа СИ № RU.C.30.004.A № 44076 и регистрационный номер 26803-11 в ФИФОЕИ.

Интервал между поверками составляет 1 год.

На рисунке 6 представлен внешний вид манометра показывающего для точных измерений МПТИ.



Рисунок 6 Манометр показывающий для точных измерений МПТИ

Приборы изготавливаются в корпусе диаметром 160 мм, с радиальным штуцером, безфланца.

В таблице 7 приведены нормированные МХ манометра, указанные в описании типа [22] данного СИ и руководстве по эксплуатации [23], а также технические характеристики.

Таблица 7 – Нормированные МХ и технические характеристики манометра

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон показаний, МПа	от 0 до 10
Класс точности (допускаемая основная приведенная погрешность, %)	$\pm 0,6$
Дополнительная приведенная погрешность при изменения температуры окружающей среды, %	$\pm [K_t \cdot (t_2 - t_1)]$
Степень защиты по [21]	IP53
Температура окружающей среды, °C	от минус 50 до 60
Средний срок службы, не менее, лет	10
Габаритные размеры, мм, не более	161,5x65,5x201
Масса, кг, не более	1,5
<p>Примечания:</p> <p>1 Диапазон измерений избыточного давления равен от 0 до 75 % диапазона показаний.</p> <p>2 K_t – температурный коэффициент не более 0,06 %/°C.</p> <p>3 t_1 – любое действительное значение температуры окружающего воздуха (23±2) °C.</p> <p>4 t_2 – действительное значение температуры от минус 50 до 60 °C.</p>	

2.5 Манометр избыточного давления показывающий МП-У

Рассмотрим манометр избыточного давления показывающий МП-У производства ОАО "Манотомь", г. Томск (далее – манометр).

Манометр предназначен предназначены для измерения избыточного давления жидкостей.

В основе принципа действия манометра лежит уравновешивание измеряемого давления силами упругой деформации манометрической пружины.

Манометр утвержден как тип СИ в Российской Федерации и имеет свидетельство об утверждении типа СИ № RU.C.30.004.A № 58738 и регистрационный номер 10135-15 в ФИФОЕИ.

Интервал между поверками составляет 2года.

На рисунке 7 представлен внешний вид манометра избыточного давления показывающего МП-У.



Рисунок 7 Манометр избыточного давления показывающий МП-У

Модификация МПЗ-У изготавливается в корпусе диаметром 100 мм, с радиальным штуцером, безфланца.

В таблице 8 приведены нормированные МХ манометра, указанные в описании типа [24] данного СИ и руководстве по эксплуатации [25], а также технические характеристики.

Таблица8– НормированныеМХ и технические характеристики манометра

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон показаний, МПа	от 0 до 10

Окончание таблицы 8

Наименование характеристики	Значение характеристики
Класс точности (допускаемая основная приведенная погрешность, %)	$\pm 1,5$
Дополнительная приведенная погрешность при изменении температуры окружающей среды, %	$\pm [K_t \cdot (t_2 - t_1)]$
Степень защиты по [21]	IP 54
Температура окружающей среды, °C	от минус 50 до 60
Средний срок службы, не менее, лет	10
Габаритные размеры, мм, не более	161,5x65,5x201
Масса, кг, не более	0,7
<p>Примечания:</p> <p>1 Диапазон измерений избыточного давления равен от 0 до 75 % диапазона показаний.</p> <p>2 K_t – температурный коэффициент не более 0,06 %/°C.</p> <p>3 t_1 – любое действительное значение температуры окружающего воздуха (23±2) °C.</p> <p>4 t_2 – действительное значение температуры от минус 50 до 60 °C.</p>	

2.6 Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4

Рассмотрим термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4 производства ОАО "Термоприбор", г. Клин, Московская обл. (далее – термометр).

Термометр предназначен для измерения температуры.

Принцип действия термометра основан на тепловом изменении объема термометрической жидкости, в зависимости от температуры измеряемой среды.

Термометры состоят из капиллярной трубки с резервуаром, заполненным термометрической жидкостью. Капиллярная трубка защищена

стеклянной оболочкой, внутрь которой вложена шкала, служащая для отсчета измеряемой температуры.

Термометр утвержден как тип СИ в Российской Федерации и имеет свидетельство об утверждении типа СИ № RU.C.32.083.A № 47043 и регистрационный номер 303-91 в ФИФОЕИ.

Интервал между поверками составляет 3года.

На рисунке 8 представлен внешний вид термометра ртутного стеклянного лабораторного ТЛ-4.

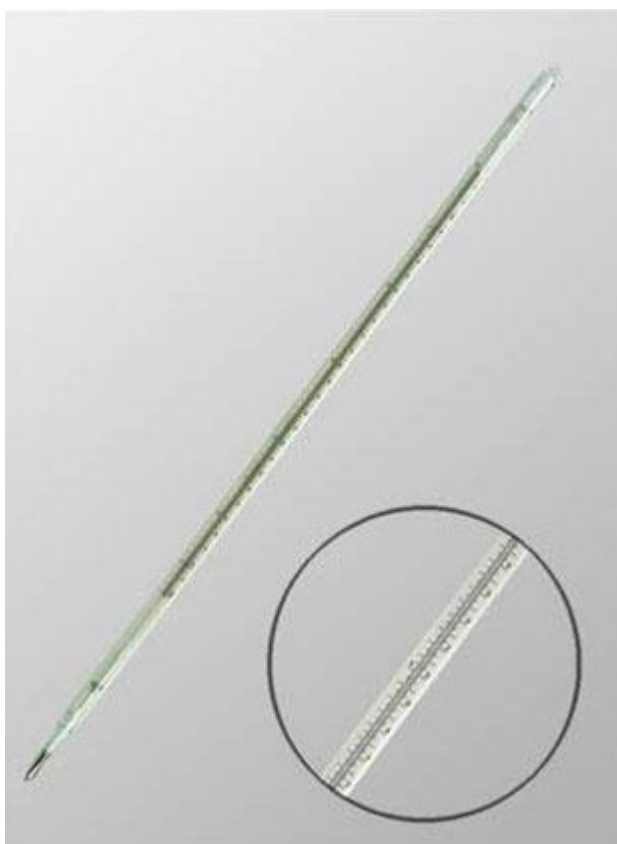


Рисунок 8 Термометр ртутный стеклянный лабораторный ТЛ-4

В таблице 9 приведены нормированные МХ термометра, указанные в описании типа [26] данного СИ, а также технические характеристики.

Таблица 9 – Нормированные МХ и технические характеристики термометра

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений температуры ТЛ-4 № 2, °С	от 0 до 55
Диапазон измерений температуры ТЛ-4 № 3, °С	от 50 до 105

Окончание таблицы 9

Наименование характеристики	Значение характеристики
Цена деления, °С	0,1
Пределы допускаемой абсолютной погрешности ТЛ-4 № 2, °С	$\pm 0,2$
Пределы допускаемой абсолютной погрешности ТЛ-4 № 3, °С	$\pm 0,2$ (в диапазоне от 50 до 100 °С)
Длина, мм, не более	530
Диаметр, мм	11 ± 1
Температура окружающей среды, °С	от 15 до 25
Примечание –температура замерзания ртути минус 38,8 °С.	

В исследуемой СИКН применяется по два термометра на каждой ИЛ, т.к. охватить диапазон температуры рабочей среды от минус 20 до 70 °С одним термометром, учитывая требования [1] к погрешности термометра и цены деления, невозможно. Смена термометра ТЛ-4 № 3 на термометр ТЛ-4 № 4 должна происходить при повышении температуры измеряемой среды более 50 °С, а смена термометра ТЛ-4 № 4 на термометр ТЛ-4 № 3 должна происходить при понижении температуры измеряемой среды менее 55 °С.

2.7 Влагомер поточный ВСН-АТ

Рассмотрим влагомер поточный ВСН-АТ производства ООО "АргосиАналитика", г. Москва (далее – влагомер).

Влагомер предназначен для измерений объемной доли воды в нефти.

В основе принципа действия влагомера лежит измерение комплексного электрического сопротивления первичного преобразователя и резонансной частоты электрических колебаний, которые создаются высокочастотным генератором в зависимости от объемной доли воды в нефти.

Влагомер состоит из металлической конструкции, внутри которой расположен первичный преобразователь, и электронного блока. Первичный преобразователь включает в себя высокочастотный цифровой генератор колебаний и подключаемый к нему волновод. Волновод состоит из внешней трубы, которая является корпусом влагомера, и центрального металлического электрода. В корпусе влагомера есть преобразователь температуры, который корректирует показания влагомера в зависимости от температуры измеряемой среды.

Центральный металлический электрод расположен в трубе из нержавеющей стали, к которой приварены один или два патрубка (в зависимости от исполнения корпуса) и фланцы для подключения влагомера к трубопроводу с измеряемой средой.

Электронный блок преобразует измеренное комплексное сопротивление волновода и резонансную частоту в объемную долю воды в нефти и передает эту информацию на индикатор или на внешнее электронное оборудование, осуществляет температурную компенсацию и диагностику влагомера.

Влагомер утвержден как тип СИ в Российской Федерации и имеет свидетельство об утверждении типа СИ № RU.C.32.592.A № 61129 и регистрационный номер 62863-15 в ФИФОЕИ.

Интервал между поверками составляет 1 год.

На рисунке 9 представлен внешний вид влагомера поточного ВСН-АТ.



Рисунок 9 Влагомер поточный ВСН-АТ

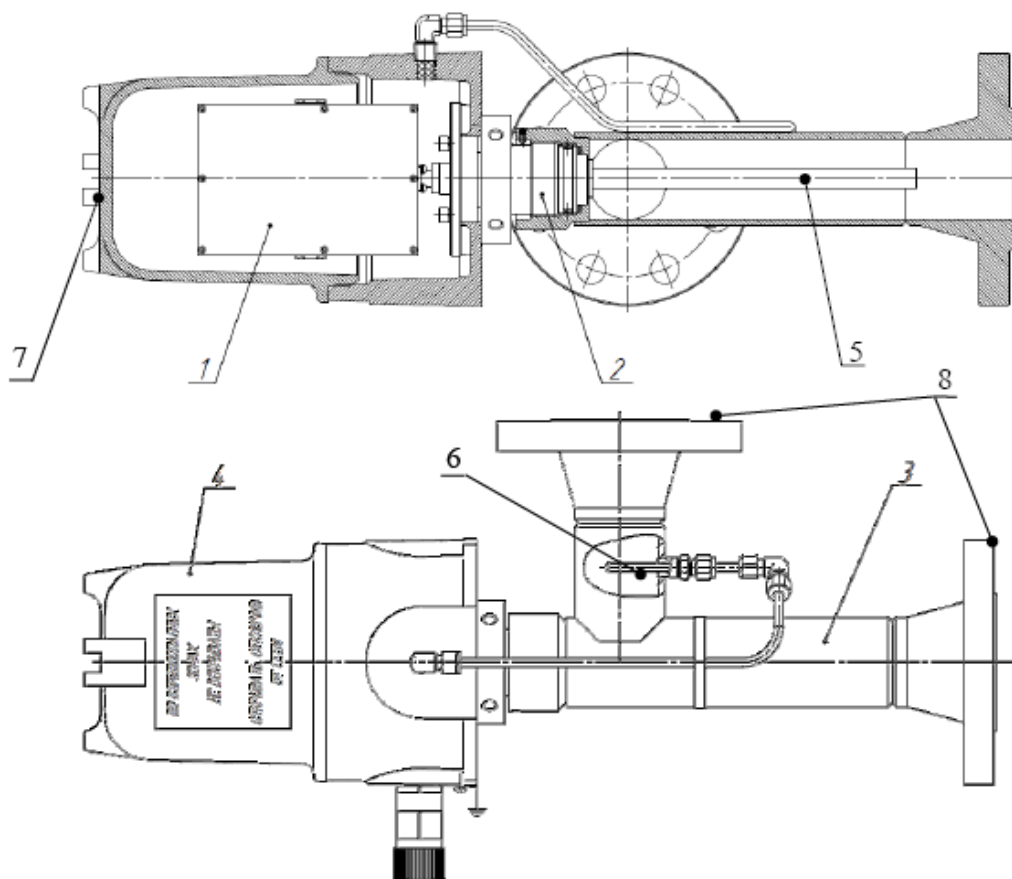


Рисунок 10

- 1 – электронный блок; 2 – генератор колебаний; 3 – труба (корпус влагомера) ;
 4, 7 – взрывонепроницаемая оболочка электронного блока; 5 – электрод
 (антенна); 6 – датчик температуры; 8 – фланцы

Модификации влагомера различаются:

– по конструкции проточной части влагомера:

- а) байпасная;
- б) угловая;
- в) прямотрубная.

– по диаметру условного прохода проточной части влагомера, мм:

- а) 50;
- б) 80;
- в) 100;

- г) 150;
- по диапазону температуры измеряемой среды:
 - а) стандартное
 - б) низкотемпературное
 - в) высокотемпературное
- по максимальному рабочему давлению измеряемой среды, МПа:
 - а) 2;
 - б) 4;
 - в) 6;
 - г) 10;
- по значению допускаемой абсолютной погрешности:
 - а) стандартное исполнение;
 - б) исполнение со специальной калибровкой.

В таблице 10 приведены нормированные МХ влагомера, применяемого в проекте, указанные в описании типа [27] данного СИ и руководстве по эксплуатации, а также технические характеристики.

Таблица 10 – Нормированные МХ и технические характеристики влагомера

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений объемной доли воды, %	от 0,01 до 10 %
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли воды, %	$\pm 0,1$ % (стандартное исполнение)
Диапазон температур измеряемой среды, °С	от 5 до 85 (стандартное исполнение)
Диапазон плотности измеряемой среды, кг/м ³	от 500 до 1200
Давление измеряемой среды, МПа, не более	10
Температура окружающей среды, °С	от минус 40 до 60

2.8 Комплекс измерительно-вычислительный МикроТЭК

Рассмотрим комплекс измерительно-вычислительный МикроТЭК производства ООО НПП "ТЭК", г. Томск (далее –ИВК).

ИВК предназначен для измерений выходных электрических сигналов от преобразователей расхода, плотности, влагосодержания, вязкости, температуры, давления, перепада давления, их преобразований в соответствующие значения физических величин и вычислений расхода, объема и массы жидкостей и газов, а также коэффициентов преобразования и поправочных коэффициентов преобразователей расхода.

В основе принципа действия ИВК лежит измерение и преобразование электрических сигналов от первичных преобразователей в составе измерительных систем в значения физических величин.

ИВК имеет следующие модификации:

- МикроТЭК-01-МК (для учета сырой, товарной нефти и нефтепродуктов, пластовой воды, природного газа, свободного нефтяного газа, воздуха, азота и широкой фракции легких углеводородов);

- МикроТЭК-04 (для учета наливаемых жидкостей и газов при прямом методе динамических измерений массы);

- МикроТЭК-09-XX-МК (для учета продукта, пластовой воды, природного газа, СНГ, воздуха, азота и широкой фракции легких углеводородов);

- МикроТЭК-11 (для учета свободного нефтяного газа).

В исследуемой СИКН применяется модификация ИВК МикроТЭК-09-XX-МК.

МикроТЭК-09-XX-МК различается количеством и видом входов. В исследуемой СИКН применяется МикроТЭК-09-02-МК, имеющий 2 частотных входов общего назначения и 16 токовых входов искробезопасного исполнения.

Конструкция модификаций ИВК также различается: по блочно-модульному принципу с установкой в шкаф (для МикроТЭК-01-МК и МикроТЭК-04), по принципу блоков в едином корпусе (МикроТЭК-09-ХХ-МК), по принципу плат расширения в едином корпусе (МикроТЭК-11).

ИВК утвержден как тип СИ в Российской Федерации и имеет свидетельство об утверждении типа СИ № RU.C.29.113.A № 62373/1 и регистрационный номер 44582-16 в ФИФОЕИ.

Интервал между поверками составляет 2года.

На рисунке 11 представлен внешний вид комплекса измерительно-вычислительного МикроТЭК.



Рисунок 11 Комплекс измерительно-вычислительный МикроТЭК

В таблице 11 приведены нормированные МХ ИВК МикроТЭК-09-02-МК, указанные в описании типа [28] данного СИ, а также технические характеристики.

Таблица 11 – Нормированные МХ и технические характеристики ИВК МикроТЭК-09-02-МК

Наименование характеристики	Значение характеристики
Диапазон измерений силы постоянного тока, мА	от 4 до 20
Диапазон измерений частоты следования импульсов, Гц	от 10 до 10000
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений силы постоянного тока, мА	$\pm 0,015$

Окончание таблицы 11

Наименование характеристики	Значение характеристики
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений частоты, %	$\pm 0,002$
Пределы допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значения массы, %	$\pm 0,05$
Температура окружающей среды, °С	от 1 до 50

3 Пределы относительных погрешностей измерений массы нефти

3.1 Алгоритм расчета пределов относительных погрешностей измерений массы брутто и массы нетто нефти

Пределы относительной погрешности измерений массы брутто нефти вычисляют по формуле (4).

$$\delta_{M_{бр}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\delta_{Qm}^2 + \delta_f^2 + \delta_m^2}, \quad (4)$$

где $\delta_{M_{бр}}$ – пределы относительной погрешности измерений массы брутто нефти, %;

δ_{Qm} – пределы допускаемой относительной погрешности измерений массового расхода массомером, %;

δ_f – пределы допускаемой относительной погрешности вычислителем при измерении частоты импульсного сигнала, %;

δ_m – пределы допускаемой относительной погрешности вычислителя при преобразовании входных электрических сигналов в значения массы, %.

Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти вычисляют по формуле (5).

$$\delta_{M_n} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{\delta_{M_{бр}}}{1,1}\right)^2 + \frac{\Delta W_{м.в}^2 + \Delta W_{х.с}^2 + \Delta W_{м.н}^2}{\left(1 - \frac{W_{м.н} + W_{х.с} + W_{м.в}}{100}\right)^2}}, \quad (5)$$

где δ_{M_n} – пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти, %;

$\Delta W_{м.в}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти, %;

$\Delta W_{х.с}$ – абсолютная погрешность измерений массовой доли хлористых солей в нефти, %;

$\Delta W_{м.п}$ —абсолютная погрешность измерений массовой доли механических примесей в нефти, %;

$W_{м.п}$ —массовая доля механических примесей в нефти, %;

$W_{х.с}$ —массовая доля хлористых солей в нефти, %;

$W_{м.в}$ —массовая доля воды в нефти, %.

Абсолютную погрешность измерений массовой доли воды в нефти влагомером вычисляют по формуле (6).

$$\Delta W_{м.в} = \frac{\Delta_{\text{влаг}} \cdot \rho_{\text{в}}}{\rho}, \quad (6)$$

где $\Delta W_{м.в}$ — абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти влагомером, %;

$\Delta_{\text{влаг}}$ —абсолютная погрешность измерений объемной доли воды влагомера поточного, %;

$\rho_{\text{в}}$ —плотность воды р.у., кг/м³, по ГСССД 187-99 [29];

ρ —плотность нефти в р.у., кг/м³.

Когда массовая доля воды определяют в лаборатории то, при доверительной вероятности равной 0,95, абсолютная погрешность измерений массовой доли воды вычисляют по формуле (7).

$$\Delta W_{м.в} = \frac{\sqrt{R_{м\text{дв}}^2 - r_{м\text{дв}}^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (7)$$

где $\Delta W_{м.в}$ — абсолютная погрешность измерений массовой доли воды, %;

$R_{м\text{дв}}$ — значение воспроизводимости метода определения содержания воды по ГОСТ 2477 [30];

$r_{м\text{дв}}$ — значение повторяемости метода определения содержания воды по [30].

Для доверительной вероятности равной 0,95 и двух единичных определений соответствующего показателя качества нефти абсолютные погрешности измерений показателя качества (массовых долей механических примесей и хлористых солей ($\Delta W_{м.п}$, $\Delta W_{х.с}$)) вычисляют по формуле (8).

$$\Delta W = \frac{\sqrt{R^2 - r^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}}, \quad (8)$$

где ΔW —абсолютная погрешность измерений показателя качества, %;

R —значение воспроизводимости метода определения соответствующего показателя качества нефти, выраженные в единицах массовой доли;

r — значение повторяемости метода определения соответствующего показателя качества нефти, выраженные в единицах массовой доли.

Значение повторяемости метода определения содержания хлористых солей по ГОСТ 21534 [31], выраженное в единицах массовой доли вычисляют по формуле (9).

$$r_{м\delta хс} = \frac{0,1 \cdot r_{хс}}{\rho_{20}}, \quad (9)$$

где $r_{м\delta хс}$ —значение повторяемости метода определения содержания хлористых солей, выраженное в единицах массовой доли, %;

$r_{хс}$ —значениеповторяемости метода определения хлористых солей [31], мг/дм³;

0,1 —коэффициент приведения к единой размерности;

ρ_{20} —плотность нефти, приведенная к стандартным условиям, кг/м³.

Значение воспроизводимости метода определения содержания хлористых солей, выраженную в массовых долях, $R_{м\delta хс}$, %, принимают равной удвоенному значению повторяемости.

Массовую долю хлористых солей в нефти вычисляют по формуле (10).

$$W_{х.с} = \frac{0,1 \cdot W_{к.х.с}}{\rho_{20}}, \quad (10)$$

где $W_{х.с}$ — массовая доля хлористых солей, %;

$W_{к.х.с}$ — массовая концентрация хлористых солей, мг/дм³;

0,1 — коэффициент приведения к единой размерности.

Массовую долю воды в нефти вычисляют по формуле (11).

$$W_{\text{м.в}} = \frac{W_{\text{об.д.в}} \cdot \rho_{\text{в}}}{\rho}, \quad (11)$$

где $W_{\text{м.в}}$ – массовая доля воды, %;
 $W_{\text{об.д.в.}}$ –объемная доля воды в нефти, %;
 $\rho_{\text{в}}$ –плотность воды в р.у., кг/м³, по [29];
 ρ –плотность нефти в р.у., кг/м³.

3.2 Расчет пределов относительных погрешностей измерений массы брутто и массы нетто нефти

В таблице 12 представлены исходные данные для расчета.

Таблица 12 – Исходные данные для расчета

Название параметра	Обозначение параметра	Значение величины
Пределы допускаемой относительной погрешности измерений массового расхода, %	δ_{Qm}	\pm (0,1+0,01· G_{max}/G_i)
Максимальный массовый расход СРМ OPTIMASSx400, т/ч	G_{max}	559
Значение измеренного массового расхода, т/ч	G_i	50
Пределы допускаемой относительной погрешности вычислителя при измерении частоты, %	δ_f	$\pm 0,002$
Пределы допускаемой относительной погрешности вычислителя при преобразовании входных электрических сигналов в значения массы, %	δ_m	$\pm 0,05$

Окончание таблицы 12

Название параметра	Обозначение параметра	Значение величины
Пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений объемной доли воды влагомера поточного, %	$\Delta_{\text{влаг}}$	$\pm 0,1$
Массовая концентрация хлористых солей в нефти, мг/дм ³	$W_{\text{к.х.с}}$	900
Массовая доля механических примесей в нефти, %	$W_{\text{м.п}}$	0,05
Массовая доля воды в нефти, %	$W_{\text{м.в}}$	1
Повторяемость метода определения массовой доли воды по [30], %	$r_{\text{мдв}}$	0,1
Воспроизводимость метода определения массовой доли воды по [30], %	$R_{\text{мдв}}$	0,2
Воспроизводимость метода определения массовой доли механических примесей в соответствии с ГОСТ 6370-83 [32], %	$R_{\text{мдмп}}$	0,01
Повторяемость метода определения массовой доли механических примесей по [32], %	$r_{\text{мдмп}}$	0,005
Повторяемость метода определения хлористых солей [31], мг/дм ³	$r_{\text{хс}}$	50
Плотность нефти, приведенная к с.у., кг/м ³	ρ_{20}	868,2
Плотность нефти в р.у., кг/м ³	ρ	869,518
Плотность воды при 20 °С и 6,3 МПа, кг/м ³	$\rho_{\text{в}}$	1000,36

Пределы относительной погрешности измерений массы брутто нефти вычисляем по формуле (4).

$$\delta_{M_{бр}} = 1,1 \cdot \sqrt{\left(0,1 + 0,01 \cdot \frac{559}{50}\right)^2 + 0,002^2 + 0,05^2} = \pm 0,239 \%$$

Пределы относительной погрешности измерений массы брутто нефти СИКН: $\pm 0,239 \%$.

Абсолютную погрешность измерений массовой доли воды в нефти (при использовании влагомера) вычисляем по формуле (6).

$$\Delta W_{м.в} = \frac{0,1 \cdot 1000,36}{869,518} = 0,115 \%$$

Абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти (при использовании влагомера): $\pm 0,115 \%$.

Абсолютная погрешность измерений массовой доли воды (при определении в лаборатории) при доверительной вероятности равной 0,95 вычисляем по формуле (7).

$$\Delta W_{м.в} = \frac{\sqrt{R_{м.в}^2 - r_{м.в}^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}} = \frac{\sqrt{0,2^2 - 0,1^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}} = 0,132 \%$$

Абсолютная погрешность измерений массовой доли воды в нефти (при определении в лаборатории) при доверительной вероятности равной 0,95: $\pm 0,132 \%$.

Значение повторяемости метода определения содержания хлористых солей вычисляем по формуле (9).

$$r_{м.хс} = \frac{0,1 \cdot r_{хс}}{\rho_{20}} = \frac{0,1 \cdot 50}{868,2} = 0,005759 \%$$

Значение повторяемости метода определения содержания хлористых солей: 0,005759 %.

Воспроизводимость метода содержания хлористых солей принимаем равным удвоенному значению повторяемости.

$$R_{м.хс} = 2 \cdot 0,005759 = 0,0115181 \%$$

Воспроизводимость метода содержания хлористых солей: 0,0115181 %.

Массовую долю хлористых солей в нефти вычисляем по формуле (10).

$$W_{\text{х.с}} = \frac{0,1 \cdot W_{\text{к.х.с}}}{\rho_{20}} = \frac{0,1 \cdot 900}{868,2} = 0,104 \%$$

Массовую долю хлористых солей в нефти: 0,104 %.

Абсолютные погрешности определений массовых долей механических примесей и хлористых солей вычисляем по формуле (7).

$$\Delta W_{\text{х.с}} = \frac{\sqrt{R_{\text{м.х.с}}^2 - r_{\text{м.х.с}}^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}} = \frac{\sqrt{0,0115181^2 - 0,005759^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}} = 0,007619 \%,$$

$$\Delta W_{\text{м.п}} = \frac{\sqrt{R_{\text{м.п}}^2 - r_{\text{м.п}}^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}} = \frac{\sqrt{0,01^2 - 0,005^2 \cdot 0,5}}{\sqrt{2}} = 0,006614 \%.$$

Абсолютная погрешность определения массовых долей хлористых солей: 0,007619 %.

Абсолютная погрешность определения массовых долей механических примесей: 0,006614 %.

Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти при измерении массовой доли воды влагомером вычисляем по формуле (5).

$$\delta_{\text{Мн}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{0,239}{1,1}\right)^2 + \frac{0,115^2 + 0,007619^2 + 0,006614^2}{\left(1 - \frac{0,05 + 0,104 + 1,0}{100}\right)^2}} = \pm 0,271 \%.$$

Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти при измерении массовой доли воды влагомером: $\pm 0,271 \%$.

Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти при измерении массовой доли воды в лаборатории, вычисляем по формуле (5).

$$\delta_{\text{Мн}} = \pm 1,1 \cdot \sqrt{\left(\frac{0,239}{1,1}\right)^2 + \frac{0,132^2 + 0,007619^2 + 0,006614^2}{\left(1 - \frac{0,05 + 0,104 + 1,0}{100}\right)^2}} = \pm 0,281 \%.$$

Пределы относительной погрешности измерений массы нетто нефти при измерении массовой доли воды в лаборатории: $\pm 0,281 \%$.

4 Социальная ответственность

В разделе «Социальная ответственность» рассматривается перечень следующих вопросов:

- правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности;
- производственная безопасность;
- безопасность в чрезвычайных ситуациях.

Исследование нормативно-технической и проектной документации проводилось с помощью бумажных и электронных версий документов, а вычисление погрешности массы нефти проводилось с помощью программного обеспечения для инженерных вычислений Mathcad. Поэтому объектом исследования является рабочее место в офисном помещении, оборудованное персональным компьютером. Работа осуществлялась в кабинете административного корпуса ООО НПП "ТЭК" (далее – офисное помещение).

Работа с компьютером, в соответствии с приложением 1 СанПиН 2.2.4.548 [33] на основе интенсивности энерготрат организма в ккал/ч (Вт), относится к категории Ia, т.е. работа с интенсивностью энерготрат до 120 ккал/ч (до 139 Вт), производимая сидя и сопровождающаяся незначительным физическим напряжением.

4.1 Правовые и организационные вопросы обеспечения безопасности

4.1.1 Специальные правовые нормы трудового законодательства

Согласно СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 [34] организация работы с компьютером осуществляется в зависимости от вида и категории трудовой деятельности.

Виды трудовой деятельности разделяются на 3 группы:

- группа А – работа по считыванию информации с экрана видеодисплейного терминала с предварительным запросом;
- группа Б – работа по вводу информации;
- группа В – творческая работа в режиме диалога с компьютером.

Для видов трудовой деятельности устанавливается 3 категории тяжести и напряженности работы с компьютером, которые определяются:

- для группы А – по суммарному числу считываемых знаков за рабочую смену, но не более 60000 знаков за смену;
- для группы Б – по суммарному числу считываемых или вводимых знаков за рабочую смену, но не более 40000 знаков за смену;
- для группы В – по суммарному времени непосредственной работы с компьютером за рабочую смену, но не более 6 ч за смену.

В зависимости от категории трудовой деятельности и уровня нагрузки за рабочую смену при работе с компьютером устанавливается суммарное время регламентированных перерывов, представленное в таблице 13.

Таблица 13 – Суммарное время регламентированных перерывов в зависимости от продолжительности работы, вида и категории трудовой деятельности с компьютером

Категория работы	Уровень нагрузки за рабочую смену при видах работ			Суммарное время регламентированных перерывов, мин	
	группа А, количество знаков	группа Б, количество знаков	группа В, ч	при 8-часовой смене	при 12- часовой смене
I	до 20000	до 15000	до 2	50	80
II	до 40000	до 30000	до 4	70	110
III	до 60000	до 40000	до 6	90	140

Работа над ВКР по видам трудовой деятельности относится к 3 группам, по категории тяжести и напряженности работы с компьютером – к группе В.

Для предупреждения преждевременной утомляемости работа над ВКР осуществлялась путем чередования работ с использованием компьютера и без него.

4.1.2 Организационные мероприятия при компоновке рабочей зоны исследователя

В офисном помещении, где проводилась работа над ВКР, соблюдаются расстояние между рабочими столами с видеомониторами (не менее 2,0 м) и расстояние между боковыми поверхностями видеомониторов (не менее 1,2 м). Под столешницей рабочего стола есть свободное пространство для ног. Рабочий стол обеспечивает оптимальное размещение на рабочей поверхности используемого оборудования: компьютера, документации и других офисных принадлежностей.

Имеется рабочее кресло с подъемно-поворотным, регулируемым по высоте и углам наклона сиденья и спинки от переднего края сиденья. Конструкция рабочего стула (кресла) обеспечивает поддержание рациональной рабочей позы при работе на компьютере, позволяет изменять позу с целью снижения статического напряжения мышц шейно-плечевой области и спины для предупреждения развития утомления. Поверхность сиденья, спинки и других элементов стула (кресла) полумягкая, с нескользящим, слабо электризующимся и воздухопроницаемым покрытием, обеспечивающим легкую очистку от загрязнений.

4.2 Профессиональная социальная ответственность

4.2.1 Анализ вредных и опасных факторов

Вредными производственными факторами являются факторы, приводящие к заболеванию, в том числе усугубляющие уже имеющиеся заболевания.

Вредные производственные факторы в соответствии с ГОСТ 12.0.003 [35] при работе с компьютером представлены в таблице 14.

Таблица 14 – Вредные факторы по природе действия

Вредные факторы по природе действия	
Физические	– повышенный уровень шума на рабочем месте; – повышенный уровень электромагнитных излучений; – недостаточная освещенность рабочей зоны; – повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны.
Психофизиологические	– статические физические перегрузки; – нервно-психические перегрузки: умственное перенапряжение, монотонность труда.

Опасными производственными факторами являются те факторы, приводящие к травме, в том числе смертельной.

Опасным производственным фактором при работе с компьютером является поражение электрическим током.

В результате воздействия вредных и опасных производственных факторов на работающего ухудшается его здоровье и снижается работоспособность.

4.2.2 Повышенный уровень шума на рабочем месте

Повышенный уровень шума на рабочем месте неблагоприятно воздействует на работающего. Шумовое воздействие при работе с компьютером влияет на его психологическое состояние. Наиболее распространенными последствиями являются снижение концентрации и невозможность сосредоточиться.

Согласно [34] допустимый уровень звука, создаваемый персональной электронно-вычислительной машиной, не должен превышать значение 50 дБА.

Шумящее оборудование (печатающие устройства, серверы и т.п.), уровни шума которого превышают нормативное, должно размещаться вне помещений с компьютерами.

В офисном помещении, где проводилась работа над ВКР, шумящее оборудование – принтер, находится в отдельной кабине. Если компьютер начинает шуметь, то его следует передать системным администраторам для проверки и очистки от собравшейся пыли.

4.2.3 Повышенный уровень электромагнитных излучений

При работе с компьютером работающий получает электромагнитное излучение от экрана монитора и системного блока. Электромагнитное излучение при работе с компьютером влияет на нервную и сердечно-сосудистую системы. Наиболее распространенными последствиями усталость и раздражительность.

Согласно [34] временные допустимые уровни электромагнитных полей, создаваемых компьютером, не должны превышать значений, представленных таблице 15.

Таблица 15 – Временные допустимые уровни электромагнитных полей, создаваемых компьютером

Наименование параметров		Значение параметра
Напряженность электрического поля	в диапазоне частот 5 Гц-2 кГц	25 В/м
	в диапазоне частот 2 кГц-400 кГц	2,5 В/м
Плотность магнитного потока	в диапазоне частот 5 Гц-2 кГц	250 нТл
	в диапазоне частот 2 кГц-400 кГц	25 нТл
Напряженность электростатического поля		15 кВ/м

Экран монитора должен находиться от глаз работающего на расстоянии от 600 до 700 мм, но не ближе 500 мм.

На рабочем месте, за которым проводилась работа над ВКР, экран монитора расположен на расстоянии 600 мм от глаз работающего. Так как работа с компьютером занимает более 50 % рабочего времени сотрудники проходят обязательные предварительные (при поступлении на работу) и периодические медицинские осмотры. Также в течение рабочего дня введены обязательные регламентированные перерывы.

4.2.4 Недостаточная освещенность рабочей зоны

Недостаточная освещенность рабочего места влияет на нервную систему. Наиболее распространенными последствиями являются усталость и развитие близорукости.

В соответствии с СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 [36] помещения с постоянным пребыванием людей должны иметь естественное и искусственное освещения. Значения допустимых показателей естественного, искусственного и совмещенного освещения не должны превышать 10 % от нормируемых значений, представленных таблице 16.

Таблица 16 – Нормируемые показатели естественного, искусственного и совмещенного освещения помещений общественного здания, а также сопутствующих им производственных помещений

Помещение	Помещения для работы с дисплеями и видеотерминалами, залы ЭВМ
Рабочая поверхность и плоскость нормирования КЕО и освещенности (Г - горизонтальная, В - вертикальная) и высота плоскости над полом, м	<p>– Г-0,8</p> <p>– В-1,2 (экран монитора)</p>
Естественное освещение	
КЕО e_n , %	1,2 (при боковом освещении)
Совмещенное освещение	
КЕО e_n , %	<p>– при верхнем или комбинированном освещении: 1,2</p> <p>– при боковом освещении: 0,7</p>
Искусственное освещение	
освещенность, лк	<p>– при комбинированном освещении: 300-500</p> <p>– при общем освещении: 200-400</p>
показатель дискомфорта M , не более	15
коэффициент пульсации освещенности K_p , %, не более	10

В офисном помещении, где проводилась работа над ВКР, имеется естественное и искусственное освещения. Естественное освещение бокового типа, падает на рабочее место сбоку с левой стороны.

Световой поток F , лм, от одной лампы, определяется по формуле (12).

$$F = \frac{E \cdot K \cdot S \cdot Z}{N \cdot n}, \quad (12)$$

где E – минимальная нормированная освещенность согласно таблице 15,
 $E = 300$ лк;
 S – освещаемая площадь помещения, $S = 50$ м²;
 Z – коэффициент минимальной освещенности, $Z = 1,1$ для люминесцентных ламп в соответствии с СП 52.13330.2016 [37];
 K – коэффициент запаса, $K = 1,3$ в соответствии с таблицей 2.5 [38];
 N – число ламп, $N = 80$ шт. (20 светильников по 4 лампы в каждой);
 n – коэффициент использования.

Индекс помещения I определяется по формуле (13).

$$I = \frac{S}{h \cdot (A + B)}, \quad (13)$$

где h – высота подвеса светильников в помещении, $h = 3$ м;
 A – ширина помещения, $A = 3$ м;
 B – длина помещения, $B = 10$ м.

$$I = \frac{50}{3 \cdot (5 + 10)} = 1,11$$

Исходя из полученного значения I , значение $n = 0,35$ в соответствии с таблицей 2.4 [38] для встроенного светильника с решеткой, при коэффициентах отражения потолка $\rho_n = 70$ %, стен $\rho_c = 50$ %, рабочей поверхности $\rho_{pn} = 10$ %.

$$F = \frac{300 \cdot 1,3 \cdot 50 \cdot 1,1}{80 \cdot 0,35} = 766,1 \text{ лм}$$

В офисном помещении, где проводилась работа над ВКР, для освещения используются люминесцентные лампы типа ЛБ 13, F которых равен 780 лк.

Выражаем E из формулы (1), отсюда E определяется по формуле (14).

$$E = \frac{F \cdot N \cdot n}{K \cdot S \cdot Z} \quad (14)$$

$$E = \frac{780 \cdot 80 \cdot 0,35}{1,1 \cdot 50 \cdot 1,3} = 305,5 \text{ лк}$$

Минимальная освещенность соответствует нормированным показателям из таблицы 15. Для этого проводится чистка стекол оконных рам и светильников не реже двух раз в год и проводится своевременная замена перегоревших ламп.

4.2.5 Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны

Повышенная или пониженная температура воздуха рабочей зоны оказывает большое влияние на самочувствие человека. Наиболее распространенными последствиями является невозможность сосредоточиться и снижение иммунитета.

Согласно ГОСТ 12.1.005 [39] показателями, характеризующими микроклимат, являются:

- температура воздуха;
- относительная влажность воздуха;
- скорость движения воздуха;
- интенсивность теплового излучения.

Оптимальные и допустимые показатели температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха в рабочей зоне производственных помещений должны соответствовать значениям, указанным в таблице 17.

Таблица 17 – Оптимальные и допустимые нормы температуры, относительной влажности и скорости движения воздуха в рабочей зоне производственных помещений

Период года	Температура воздуха, °С		Относительная влажность воздуха, %		Скорость движения воздуха, м/с	
	Оптимальные	Допустимые	Оптимальные	Допустимые	Оптимальные	Допустимые
Холодный	22-24	21-25	40-60	75	0,1	не более 0,1
Теплый	23-25	22-28	40-60	55 (при 28 °С)	0,1	0,1-0,2

В офисном помещении, где проводилась работа над ВКР, проводится ежедневная утренняя влажная уборка и систематическое проветривание.

4.2.6 Поражение электрическим током

Согласно ГОСТ Р 12.1.009 [40], электробезопасностью называется система организационных и технических мероприятий и средств, обеспечивающих защиту людей и животных от вредного и опасного воздействия электрического тока, электрической дуги, электромагнитного поля и статического электричества.

В соответствии с ГОСТ 12.1.019 [41] электробезопасность должна обеспечиваться:

- конструкцией электроустановок и архитектурно-планировочными решениями;
- организацией технологических процессов;
- техническими способами и средствами защиты;

– организационными и техническими мероприятиями при производстве работ;

– организацией технического обслуживания электроустановок.

Электроустановки и их части должны быть выполнены таким образом, чтобы работающие не подвергались опасным и вредным воздействиям электрического тока и электромагнитных полей, и соответствовать требованиям электробезопасности.

Опасность поражения электрическим током при работе с компьютером может возникнуть от прикосновения к открытым токоведущим частям.

Для обеспечения защиты от случайного прикосновения к токоведущим частям применяют следующие способы и средства, например: защитные оболочки, безопасное расположение токоведущих частей, изоляция токоведущих частей, предупредительная сигнализация, блокировки, знаки безопасности.

Для обеспечения защиты от поражения электрическим током при прикосновении к металлическим нетоковедущим частям, которые могут оказаться под напряжением в результате повреждения изоляции, применяют следующие способы, например: защитное заземление, зануление, изоляцию нетоковедущих частей, электрическое разделение сети, средства индивидуальной защиты.

Технические способы и средства применяют отдельно или в сочетании друг с другом так, чтобы обеспечивалась оптимальная защита при нормальном функционировании электроустановок и при возникновении аварийных ситуаций.

В ООО НПП "ТЭК" к самостоятельной работе с компьютером допускаются сотрудники, не имеющие медицинских противопоказаний, прошедшие вводный инструктаж по охране труда и пожарной безопасности, первичный инструктаж на рабочем месте, проверку теоретических знаний и приобретенных навыков безопасных способов и приемов работы, инструктаж на первую квалификационную группу по электробезопасности.

4.3 Безопасность в чрезвычайных ситуациях

4.3.1 Пожарная безопасность

Согласно ГОСТ 12.1.033 [42], пожарной безопасностью объекта называется состояние объекта, при котором с регламентируемой вероятностью исключается возможность возникновения и развития пожара и воздействия на людей опасных факторов пожара, а также обеспечивается защита материальных ценностей.

Здания по классу функциональной пожарной опасности в зависимости от их назначения, а также от возраста, физического состояния и количества людей, находящихся в здании, сооружении, возможности пребывания их в состоянии сна в соответствии со СНиП 21-01-97* [43] подразделяются на:

- Ф1 – здания, предназначенные для постоянного проживания и временного пребывания людей;
- Ф2 – здания зрелищных и культурно-просветительных учреждений;
- Ф3 – здания организаций по обслуживанию населения;
- Ф4 – здания образовательных организаций, научных и проектных организаций, органов управления учреждений;
- Ф5 – здания производственного или складского назначения.

Работе с компьютером может производиться в зданиях любого класса.

В зданиях должны быть предусмотрены конструктивные, объемно-планировочные и инженерно-технические решения, обеспечивающие в случае пожара:

- возможность эвакуации людей независимо от их возраста и физического состояния наружу на прилегающую к зданию территорию (далее – наружу) до наступления угрозы их жизни и здоровью вследствие воздействия опасных факторов пожара;
- возможность спасения людей;

- возможность доступа личного состава пожарных подразделений и подачи средств пожаротушения к очагу пожара, а также проведения мероприятий по спасению людей и материальных ценностей;

- нераспространение пожара на рядом расположенные здания, в том числе при обрушении горящего здания;

- ограничение прямого и косвенного материального ущерба, включая содержимое здания и само здание, при экономически обоснованном соотношении величины ущерба и расходов на противопожарные мероприятия, пожарную охрану и ее техническое оснащение.

Предотвращение распространения пожара достигается мероприятиями, ограничивающими площадь, интенсивность и продолжительность горения. К ним относятся:

- конструктивные и объемно-планировочные решения, препятствующие распространению опасных факторов пожара по помещению, между помещениями, между группами помещений различной функциональной пожарной опасности, между этажами и секциями, между пожарными отсеками, а также между зданиями;

- ограничение пожарной опасности строительных материалов, используемых в поверхностных слоях конструкций здания, в том числе кровель, отделок и облицовок фасадов, помещений и путей эвакуации;

- снижение технологической взрывопожарной и пожарной опасности помещений и зданий;

- наличие первичных, в том числе автоматических и привозных средств пожаротушения;

- сигнализация и оповещение о пожаре.

Офисное помещение, где проводилась работа над ВКР, относится к Ф4 классу функциональной пожарной опасности. На каждом этаже офисного помещения расположены планы эвакуации при пожаре и других чрезвычайных ситуациях.

Каждый сотрудник ООО НПП "ТЭК" обязан:

- знать и соблюдать требования "Правил пожарной безопасности" и разработанных на их основе инструкций по пожарной безопасности, а также соблюдать и поддерживать установленный противопожарный режим;
- выполнять меры предосторожности при пользовании газовыми приборами, предметами бытовой химии, проведении работ с легковоспламеняющимися и горючими жидкостями, другими опасными в пожарном отношении веществами, материалами и оборудованием;
- не допускать действий, которые могут привести к пожару;
- сообщать руководителю об обнаруженных нарушениях требований пожарной безопасности;
- в случае обнаружения пожара сообщить о нем в подразделение пожарной охраны и принять возможные меры к спасению людей, имущества и ликвидации пожара;
- уметь пользоваться средствами пожаротушения и знать место их расположения.

5 Финансовый менеджмент, ресурсоэффективность и ресурсосбережение

Согласно ГОСТ 15.101 [44], научно-исследовательская работа представляет собой комплекс теоретических и (или) экспериментальных исследований, проводимых с целью получения обоснованных исходных данных, изыскания принципов и путей создания (модернизации) продукции.

ВКР "Метрологическое обеспечение системы измерений количества и показателей качества нефти" относится к научно-исследовательской работе.

Поэтому в данном разделе рассматривается конкурентоспособность и соответствие ВКР современным требованиям в областях ресурсоэффективности и ресурсосбережения.

5.1 Оценка коммерческого потенциала и перспективности проведения научного исследования с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения

5.1.1 Потенциальные потребители результатов научного исследования

Потенциальными потребителями результатов данной работы являются предприятия, которые разрабатывают и эксплуатируют СИКН.

5.1.2 Анализ конкурентных технических решений

В ходе ВКР вычисление погрешности массы нефти проводилось с помощью программного обеспечения для инженерных вычислений – Mathcad.

Аналогичные расчеты можно проводить, используя другое программное обеспечение – Microsoft Excel или Расходомер ИСО.

Анализ конкурентных технических решений с позиции ресурсоэффективности и ресурсосбережения осуществляется с помощью оценочной карты, которая приведена в таблице 18.

Таблица 18 – Оценочная карта для сравнения конкурентных технических решений

Критерии оценки	Вес критерия	Баллы			Конкурентоспособность		
		Б _ф	Б _{к1}	Б _{к2}	К _ф	К _{к1}	К _{к2}
Технические критерии оценки ресурсоэффективности							
Повышение производительности труда пользователя	0,1	3	3	3	0,3	0,3	0,3
Удобство в эксплуатации	0,2	3	4	4	0,6	0,8	0,8
Потребность в ресурсах памяти	0,05	1	1	1	0,05	0,05	0,05
Функциональная мощность	0,2	5	4	4	1	0,8	0,8
Качество интеллектуального интерфейса	0,1	3	3	2	0,3	0,3	0,2
Экономические критерии оценки эффективности							
Конкурентоспособность продукта	0,05	1	1	1	0,05	0,05	0,05
Цена	0,2	3	2	5	0,6	0,4	1
Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	3	3	3	0,3	0,3	0,3
Итого	1	-	-	-	3,2	3,0	3,5
П р и м е ч а н и е – Б _ф – использование Mathcad; Б _{к1} – использование Microsoft Excel; Б _{к2} – использование Расходомер ИСО.							

Позиция разработки и конкурентов оценивается по каждому показателю экспертным путем по пятибалльной шкале:

- 1 – наиболее слабая позиция;
- 5 – наиболее сильная позиция.

Веса показателей, определяемые экспертным путем, в сумме должны составлять 1.

Анализ конкурентных технических решений определяется по формуле (15).

$$K = \sum B_i \cdot B_i, \quad (15)$$

где K – конкурентоспособность научной разработки или конкурента;

B_i – вес показателя (в долях единицы);

B_i – балл i -го показателя.

Из таблицы 18 видно, что использование Расходомер ИСО является более конкурентоспособным решением, чем использование Mathcad или Microsoft Excel. Но т.к. возможности использовать Расходомер ИСО в ходе ВКР не было, было использовано ПО Mathcad.

5.1.3 SWOT-анализ

Для исследования внешней и внутренней среды проекта проводится SWOT-анализ.

Анализ проводится в три этапа. Первый этап заключается в описании сильных, слабых сторон проекта, в выявлении возможностей и угроз для реализации проекта, которые проявились или могут появиться в его внешней среде.

Результаты первого этапа SWOT-анализа представлены в таблице 19.

Таблица 19 – Матрица SWOT-анализа

	<p>Сильные стороны:</p> <p>С1. Высокий технический уровень применяемой продукции</p> <p>С2. Улучшение финансового состояния предприятия</p>	<p>Слабые стороны:</p> <p>Сл1. Нехватка квалифицированных инженерно-технических кадров</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Использование продукции как иностранного, так и отечественного производства</p> <p>В2. Доработка под специфические требования заказчика</p>		
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Изменения исходных данных</p> <p>У2. Отсутствие спроса</p>		

Второй этап состоит в выявлении соответствия сильных и слабых сторон проекта внешним условиям окружающей среды.

Результатом второго этапа SWOT-анализа является построение интерактивной матрицы SWOT-анализа, представленной в таблице 20.

Таблица 20 – Интерактивная матрица SWOT-анализа

	С1	С2	Сл1
В1	+	+	+
В2	+	+	+
У1	-	-	+
У2	-	-	+

Анализ интерактивной матрицы представляется в форме записи сильно коррелирующих сильных сторон и возможностей, или слабых сторон и возможностей и т.д.

В результате третьего этапа составлена итоговая матрица SWOT-анализа, представленная в таблице 21.

Таблица 21 – Итоговая матрица SWOT-анализа

	<p>Сильные стороны:</p> <p>С1. Высокий технический уровень применяемой продукции</p> <p>С2. Улучшение финансового состояния предприятия</p>	<p>Слабые стороны:</p> <p>Сл1. Нехватка квалифицированных инженерно-технических кадров</p>
<p>Возможности:</p> <p>В1. Использование продукции как иностранного, так и отечественного производства</p> <p>В2. Доработка под специфические требования заказчика</p>	<p>В1С1С2, В2С1С2:</p> <p>повышение спроса и прибыли предприятия</p>	<p>В1Сл1 – применение импортозамещения</p>
<p>Угрозы:</p> <p>У1. Изменения исходных данных</p> <p>У2. Отсутствие спроса</p>		<p>У2Сл1 – применение мотивации сотрудников, обязательное повышение квалификации сотрудников</p>

5.2 Планирование научного исследования

5.2.1 Структура работ в рамках научного исследования

Для выполнения научных исследований (НИ) создается группа, в состав которой входит руководитель и студент.

Для проведения НИ формируется перечень этапов и работ, представленный в таблице 22, и распределяются исполнители по видам работ.

Таблица 22 – Перечень работ, этапов и распределение исполнителей

Этапы работы	№ работы	Содержание работ	Исполнители	Загрузка исполнителей
Разработка технического задания	1	Составление и утверждение технического задания	Р	100 %
Выбор направления исследования	2	Подбор и изучение материала по теме	С	100 %
	3	Выбор направления исследования	Р, С	Р – 20 % С – 80 %
	4	Календарное планирование работ по теме	Р, С	Р – 20 % С – 80 %
Исследование	5	Изучение исходных	С	100 %
	6	Проведение расчетов и обоснований	С	100 %
Обобщение и оценка результатов	7	Оценка полученных результатов	Р, С	Р – 40 % С – 60 %
	8	Оформление ВКР	С	100 %

Примечание – Р – руководитель, С – студент.

5.2.2 Определение трудоемкости выполнения работ

Трудоемкость выполнения НИ определяется по формуле (16).

$$t_{ожі} = \frac{3t_{mini} + 2t_{maxi}}{5}, \quad (16)$$

где $t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения i -ой работы, чел.-дн.;

t_{mini} – минимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.;

t_{maxi} – максимально возможная трудоемкость выполнения заданной i -ой работы, чел.-дн.

Продолжительность каждой работы определяется по формуле (17).

$$T_{pi} = \frac{t_{ожі}}{Ч_i}, \quad (17)$$

где T_{pi} – продолжительность одной работы, раб. дн.;

$t_{ожі}$ – ожидаемая трудоемкость выполнения одной работы, чел.-дн.;

$Ч_i$ – численность исполнителей, выполняющих одновременно одну и ту же работу на данном этапе, чел.

5.2.3 Разработка графика проведения научного исследования

Построение графика проведения НИ осуществляется в форме диаграммы Ганта.

Для построения графика, длительность каждого из этапов работ переводится из рабочих в календарные дни по формуле (18).

$$T_{ki} = T_{pi} \cdot k_{\text{кал}}, \quad (18)$$

где T_{ki} – продолжительность выполнения i -й работы в календарных днях;

T_{pi} – продолжительность выполнения i -й работы в рабочих днях;

$k_{\text{кал}}$ – коэффициент календарности, равный 1,5.

Коэффициент календарности определяется по формуле (19).

$$k_{\text{кал}} = \frac{T_{\text{кал}}}{T_{\text{кал}} - T_{\text{вых}} - T_{\text{пр}}}, \quad (19)$$

где $T_{\text{кал}}$ – количество календарных дней в году, равное 366;

$T_{\text{вых}}$ – количество выходных дней в году, равное 104;

$T_{\text{пр}}$ – количество праздничных дней в году, равное 14.

Полученные значения представлены в таблице 23.

Таблица 23 – Временные показатели проведения научного исследования

№ работы	Трудоёмкость работ						Длительность работ в рабочих днях T_{pi}	Длительность работ в календарных днях T_{ki}		
	t_{min} , чел.-дн.		t_{max} , чел.-дн.		$t_{ожг}$, чел.-дн.					
	Р	С	Р	С	Р	С				Р
1	1		2		1,4		1,4		2,1	
2		3		5		3,8		3,8		5,7
3	2	2	3	3	2,4	2,4	2,4	2,4	3,6	3,6
4	1	1	2	2	1,4	1,4	1,4	1,4	2,1	2,1
5		10		15		12		12		18
6		35		40		37		37		55,5
7	2	2	3	3	2,4	2,4	2,4	2,4	3,6	3,6
8		10		15		12		12		18
Итого, дн.					7,6	71	7,6	71	11,4	106,5

На данным таблицы 23 строится календарный план-график.

График строится по максимальной длительности работ в календарных днях с разбиением по месяцам и декадам (10 дней) за период времени ВКР.

Таблица 24 – Календарный план-график проведения НИОКР по теме

№ работ	Исполнители	T_{ki} , кал. дн.	Продолжительность выполнения работ										
			февраль		март			апрель			май		
			2	3	1	2	3	1	2	3	1	2	3
1	Р	2											
2	С	6											
3	Р	4											
	С	4											
4	Р	2											
	С	2											
5	С	18											
6	С	56											
7	Р	4											
	С	4											
8	С	18											
Пр и м е ч а н и е – Р – косая штриховка, С – сплошная заливка.													

Длительность работ в календарных днях для руководителя – 12 дней, для студента – 108 дней.

5.2.4 Бюджет научного исследования

5.2.4.1 Расчет материальных затрат научного исследования

Расчет материальных затрат осуществляется по формуле (20).

$$З_m = (1 + k_T) \cdot \sum_{i=1}^m Ц_i \cdot N_{расхi}, \quad (20)$$

где m – количество видов материальных ресурсов, потребляемых при выполнении научного исследования;

$N_{расхi}$ – количество материальных ресурсов i -го вида, планируемых к использованию при выполнении научного исследования (шт., кг, м, м² и т.д.);

$Ц_i$ – цена приобретения единицы i -го вида потребляемых материальных ресурсов (руб./шт., руб./кг, руб./м, руб./м² и т.д.);

k_T – коэффициент, учитывающий транспортно-заготовительные расходы.

Результаты расчетов материальных затрат представлены в таблице 25.

Таблица 25 – Материальные затраты

Наименование	Единица измерения	Количество	Цена за ед., руб.	Затраты на материалы, (З _м), руб.
Заправка картриджа	условная единица	1	1000	1000
Бумага	упаковка	1	250	250
ПО Microsoft Office	лицензия	1	15425	15425
ПО Mathcad	лицензия	1	47720	47720
Итого, руб.	64395			

5.2.4.2 Основная заработная плата исполнителей темы

Среднедневная тарифная заработная плата для шестидневной рабочей недели (для руководителя) определяется по формуле (21).

$$ЗП_{дн-т} = \frac{МО}{25,083}, \quad (21)$$

где МО – месячный оклад для сотрудника, руб.

Среднедневная тарифная заработная плата для пятидневной рабочей недели (для инженера) определяется по формуле (22).

$$ЗП_{дн-т} = \frac{МО}{20,75}, \quad (22)$$

где МО – месячный оклад для сотрудника, руб.

Расчет основной заработной платы представлен в таблице 26.

Таблица 26 – Расчет основной заработной платы

Исполнитель	МО, руб.	Среднедневная ставка, руб./раб.день	Затраты времени, раб.дни	Коэффициент	Фонд заработной платы, руб.
Р	33664	1626,3	12	1,699	33157,1
С	12400	597,6	108	1,62	104556,1
Итого, руб.	137713,2				

5.2.4.3 Затраты на социальный налог

Затраты на единый социальный налог определяются по формуле (23).

$$C_{\text{соц}} = C_{\text{зп}} \cdot 0,3, \quad (23)$$

где $C_{\text{зп}}$ – полная заработная плата по проекту, руб.

Отсюда $C_{\text{соц}} = 41313,96$ руб.

5.2.4.4 Затраты на электроэнергию

Затраты на электроэнергию, потраченную в ходе выполнения проекта на работу используемого оборудования, определяются по формуле (24).

$$C_{\text{э}} = P_{\text{об}} \cdot t_{\text{об}} \cdot Ц_{\text{э}}, \quad (24)$$

где $P_{\text{об}}$ – мощность, потребляемая оборудованием, кВт;

$Ц_{\text{э}}$ – тариф на 1 кВт·ч (для ТПУ $Ц_{\text{э}} = 6,59$ руб./кВт·ч (с НДС));

$t_{\text{об}}$ – время работы оборудования, ч.

Время работы оборудования определяется по формуле (25).

$$t_{\text{об}} = T_{\text{рд}} \cdot K_t, \quad (25)$$

где $K_t \leq 1$ – коэффициент использования оборудования по времени, равный отношению времени его работы в процессе выполнения проекта к ТРД.
Мощность, потребляемая оборудованием, определяется по формуле (26).

$$P_{об} = P_{ном} \cdot K_c, \quad (26)$$

где $P_{ном}$ – номинальная мощность оборудования, кВт;

$K_c \leq 1$ – коэффициент загрузки, зависящий от средней степени использования номинальной мощности. Для технологического оборудования малой мощности $K_c = 1$.

Расчет затрат на электроэнергию представлен в таблице 27.

Таблица 27 – Расчет основной заработной платы

Наименование оборудования	$t_{об}, ч$	$P_{об}, кВт$	$\mathcal{E}_{об}, руб.$
Персональный компьютер	$108 \cdot 0,6 = 64,8$	0,3	128,2
Струйный принтер	1	0,1	0,7
Итого, руб.	128,9		

5.2.4.5 Амортизационные расходы

Амортизация используемого оборудования за время выполнения проекта определяется по формуле (27).

$$C_{ам} = \frac{H_a \cdot C_{об} \cdot t_{пф} \cdot n}{F_d}, \quad (27)$$

где H_a – годовая норма амортизации единицы оборудования;

$C_{об}$ – действующая цена единицы оборудования;

F_d – действительный годовой фонд времени работы соответствующего оборудования;

$t_{рф}$ – фактическое время работы оборудования в ходе выполнения проекта;

n – число задействованных однотипных единиц оборудования.

Амортизация ПК: $C_{ам}(ПК) = (0,4 \cdot 40000 \cdot 64,8 \cdot 1) / 248 \cdot 8 = 522,58$ руб. и амортизация принтера $C_{ам}(П) = (0,4 \cdot 10000 \cdot 1 \cdot 1) / 248 \cdot 8 = 2,02$ руб.

Отсюда амортизационные расходы на проект составляют $C_{ам} = 524,6$ руб.

5.2.4.5 Прочие расходы

Прочие расходы, которые не учтены в предыдущих пунктах следует приниматься равными 10% от суммы всех предыдущих расходов и определяются по формуле (28).

$$C_{пр} = (C_{мат} + C_{зп} + C_{соц} + C_{э} + C_{ам}) \cdot 0,1. \quad (28)$$

Отсюда $C_{пр} = (64395 + 137713,2 + 41313,96 + 128,9 + 524,6) \cdot 0,1 = 24407,57$ руб.

5.2.4.6 Общая себестоимость разработки

Общая себестоимость проекта представлен в таблице 28.

Таблица 28 – Общая себестоимость проекта

Статья затрат	Условное обозначение	Сумма, руб.
Материалы и покупные изделия	$C_{мат}$	64395
Основная заработная плата	$C_{зп}$	137713,2
Отчисления в социальные фонды	$C_{соц}$	41313,96
Расходы на электроэнергию	$C_{э}$	128,9
Амортизационные отчисления	$C_{ам}$	524,6
Прочие расходы	$C_{пр}$	24407,57
Итого, руб.		268483,23

5.2.4.7 Прибыль

Прибыль определяется в размере 20 % от полной себестоимости проекта. В нашем случае она составляет 53696,65 руб. от расходов на разработку проекта.

5.2.4.8 Расчет налога на добавленную стоимость

НДС составляет 20 % от суммы затрат на разработку и прибыли. В нашем случае она составляет $(268483,23 + 53696,65) \cdot 0,2 = 64435,98$ руб.

5.2.4.9 Цена разработки выпускной квалификационной работы

Цена разработки ВКР равна сумме полной себестоимости, прибыли и НДС. В нашем случае $C_{ВКР} = 268483,23 + 53696,65 + 64435,98 = 386615,86$ руб.

5.3 Определение ресурсной (ресурсосберегающей), финансовой, бюджетной, социальной и экономической эффективности исследования

Интегральный финансовый показатель разработки определяется по формуле (29).

$$I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i} = \frac{\Phi_{pi}}{\Phi_{\text{max}}}, \quad (29)$$

где $I_{\text{финр}}^{\text{исп.}i}$ – интегральный финансовый показатель разработки;

Φ_{pi} – стоимость i -го варианта исполнения;

Φ_{max} – максимальная стоимость исполнения научно-исследовательского проекта.

Определение максимальной стоимости исполнения научно-исследовательского проекта приведен в таблице 29.

Таблица 29 – Расчет максимальной стоимости исполнения научно-исследовательского проекта

Наименование статьи	Сумма, руб.		
	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Материалы и покупные изделия	64395	16675	66725
Основная заработная плата	137713,2	137713,2	137713,2
Отчисления в социальные фонды	41313,96	41313,96	41313,96
Расходы на электроэнергию	128,9	128,9	128,9
Амортизационные отчисления	524,6	524,6	524,6
Прочие расходы	24407,57	24407,57	24407,57
Общая себестоимость	268483,23	220763,23	270813,53

Интегральный показатель ресурсоэффективности вариантов исполнения объекта исследования определяется по формуле (30).

$$I_{pi} = \sum a_i \cdot b_i, \quad (30)$$

где I_{pi} – интегральный показатель ресурсоэффективности для i -го варианта исполнения разработки;

a_i – весовой коэффициент i -го варианта исполнения разработки;

b_i^a, b_i^p – бальная оценка i -го варианта исполнения разработки, устанавливается экспертным путем по выбранной шкале оценивания;

n – число параметров сравнения.

Результаты расчета интегрального показателя ресурсоэффективности представлены в таблице 30.

Таблица 30 – Сравнительная оценка характеристик вариантов исполнения проекта

Критерии	Объект исследования			
	Весовой коэффициент параметра	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Способствует росту производительности труда пользователя	0,2	5	5	4
Удобство в эксплуатации (соответствует требованиям потребителей)	0,3	5	3	4
Функциональная мощность	0,2	3	4	3
Потребность в ресурсах памяти	0,1	4	3	3
Предполагаемый срок эксплуатации	0,1	4	4	3
Цена	0,1	3	4	5
Итого	1	4,2	3,8	3,7

Интегральный показатель эффективности вариантов исполнения разработки определяется на основании интегрального показателя ресурсоэффективности и интегрального финансового показателя по формуле (31).

$$I_{исп.i} = \frac{I_{p-исп.i}}{I_{исп.i}^{финр}}, \quad (31)$$

Сравнительная эффективность проекта определяется по формуле (32).

$$\mathcal{E}_{cp} = \frac{I_{исп.i}}{I_{исп.max}}. \quad (32)$$

Таблица 31 – Сравнительная эффективность разработки

Показатели	Исп.1	Исп.2	Исп.3
Интегральный финансовый показатель разработки	0,99	0,82	1
Интегральный показатель ресурсоэффективности разработки	4,2	3,8	3,7
Интегральный показатель эффективности	4,24	4,63	3,7
Сравнительная эффективность вариантов исполнения	0,92	1	0,79

В результате работы по данному разделу было произведено сравнение трех варианта исполнения работы. На основе полученных результатов из таблицы 31 следует, что с позиции ресурсной и финансовой эффективности целесообразно использовать вариант исполнения 2, но данная ВКР была выполнена на основе варианта исполнения 1.

Заключение

В ходе ВКР был проведен анализ метрологического обеспечения измерений товарной нефти.

В ходе анализа было сделано следующее:

- изучена нормативная документация по проектированию СИКН;
- изучены исходные данные от заказчика для проектирования исследуемой СИКН;
- проведен оптимальный подбор средств измерений;
- разработаны документы для прохождения метрологической экспертизы: ТЗ и ПЗ;
- пройдена метрологическую экспертизу и получены заключения по метрологической экспертизе: ТХ и ПЗ;
- составлен алгоритм расчета пределов относительных погрешностей измерений массы брутто и массы нетто нефти;
- выполнен расчет пределов относительных погрешностей измерений массы брутто и массы нетто нефти.

Полученные результаты позволяют заняться разработкой методики измерений массы нефти СИКН с последующими испытаниями в целях утверждения типа СИКН как СИ и уже утверждением типа исследуемого СИКН как СИ.

Список использованных источников

1 ГОСТ 34396-2018 Системы измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов. Общие технические условия [Электронный ресурс]. – Режим доступа:<http://docs.cntd.ru/document/1200159377>, свободный. – Загл. с экрана.

2 ГОСТ 2.105-95 ЕСКД. Общие требования к текстовым документам [Электронный ресурс]. – Режим доступа:<http://docs.cntd.ru/document/gost-2-105-95-eskd>, свободный. – Загл. с экрана.

3 ГОСТ 2.102-68 Единая система конструкторской документации (ЕСКД). Виды и комплектность конструкторских документов [Электронный ресурс]. – Режим доступа:<http://docs.cntd.ru/document/1200001989>, свободный. – Загл. с экрана.

4ГОСТ Р 51858-2002 Нефть. Общие технические условия [Электронный ресурс]. – Режим доступа:<http://docs.cntd.ru/document/1200028839>, свободный. – Загл. с экрана.

5 СП 12.13130.2009 Определение категорий помещений, зданий и наружных установок по взрывопожарной и пожарной опасности [Электронный ресурс]. – Режим доступа:<http://docs.cntd.ru/document/1200071156>, свободный. – Загл. с экрана.

6 Правила устройства электроустановок [Электронный ресурс]. – Режим доступа:<https://www.elec.ru/library/direction/pue.html>, свободный. – Загл. с экрана.

7 Перечень измерений, относящихся к сфере государственного регулирования обеспечения единства измерений, выполняемых при учете используемых энергетических ресурсов, и обязательных метрологических требований к ним, в том числе показателей точности измерений", утвержденный Приказом Минэнерго России от 15.03.2016 № 179 [Электронный ресурс]. – Режим

доступа:http://www.consultant.ru/document/cons_doc_LAW_196701/, свободный.
– Загл. с экрана.

8 ГОСТ 8.587-2019 Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Масса нефти и нефтепродуктов. Методики (методы) измерений [Электронный ресурс]. – Режим доступа:<http://docs.cntd.ru/document/1200169617>, свободный. – Загл. с экрана.

9 ТР ТС 010/2011 Технический регламент Таможенного союза "О безопасности машин и оборудования" [Электронный ресурс]. – Режим доступа:<http://docs.cntd.ru/document/902307904>, свободный. – Загл. с экрана.

10 ТР ТС 012/2011 Технический регламент Таможенного союза "О безопасности оборудования для работы во взрывоопасных средах" [Электронный ресурс]. – Режим доступа:<http://docs.cntd.ru/document/902307910>, свободный. – Загл. с экрана.

11 ГОСТ Р 8.563-2009 Государственная система обеспечения единства измерений (ГСИ). Методики (методы) измерений [Электронный ресурс]. – Режим доступа:<http://docs.cntd.ru/document/1200077909>, свободный. – Загл. с экрана.

12 МИ 2825-2003 Рекомендация. ГСИ. Системы измерений количества и показателей качества нефти. Метрологические и технические требования к проектированию [Электронный ресурс]. – Режим доступа:<https://files.stroyinf.ru/Data1/55/55385/index.htm>, свободный. – Загл. с экрана.

13 ГОСТ 2517-2012 Нефть и нефтепродукты. Методы отбора проб [Электронный ресурс]. – Режим доступа:<http://docs.cntd.ru/document/1200103869>, свободный. – Загл. с экрана.

14 МИ 3532-2015 Рекомендация. ГСИ. Рекомендации по определению массы нефти при учетных операциях с применением систем измерений количества и показателей качества нефти [Электронный ресурс]. – Режим доступа:<https://files.stroyinf.ru/Index2/1/4293756/4293756631.htm>, свободный. – Загл. с экрана.

15 Описание типа расходомера-счетчика массового OPTIMASS x400 [Электронный ресурс]. – Режим доступа:<https://fgis.gost.ru/fundmetrology/registry/4/items/366190>, свободный. – Загл. с экрана.

16 Руководство по эксплуатации расходомера-счетчика массового OPTIMASS x400 [Электронный ресурс]. – Режим доступа:https://cdn.krohne.com/dlc/MA_OPTIMASS7400_ru_190702_4005913003_R03.pdf, свободный. – Загл. с экрана.

17 Описание типа датчика давления Метран-150 [Электронный ресурс]. – Режим доступа:<https://fgis.gost.ru/fundmetrology/registry/4/items/341355>, свободный. – Загл. с экрана.

18 Руководство по эксплуатации датчика давления Метран-150 [Электронный ресурс]. – Режим доступа:<https://www.emerson.ru/documents/automation/руководство-по-эксплуатации-датчик-давления-метран-150-ru-4848822.pdf>, свободный. – Загл. с экрана.

19 Описание типа преобразователя температуры CTR-ALW [Электронный ресурс]. – Режим доступа:<https://fgis.gost.ru/fundmetrology/registry/4/items/492495>, свободный. – Загл. с экрана.

20 Руководство по эксплуатации преобразователя температуры CTR-ALW [Электронный ресурс]. – Режим доступа:https://www.aplisens.ru/downloads/instruction/CTR_ALW_CTU-ALW_instruction.pdf, свободный. – Загл. с экрана.

21 ГОСТ 14254-2015 (IEC 60529:2013) Степени защиты, обеспечиваемые оболочками (Код IP) [Электронный ресурс]. – Режим доступа:<http://docs.cntd.ru/document/1200136066>, свободный. – Загл. с экрана.

22 Описание типа манометра показывающего для точных измерений МПТИ [Электронный ресурс]. – Режим

доступа:<https://fgis.gost.ru/fundmetrology/registry/4/items/333160>, свободный. – Загл. с экрана.

23 Руководство по эксплуатации манометров показывающих для точных измерений МПТИ [Электронный ресурс]. – Режим доступа:<http://www.manotom-tmz.ru/upload/iblock/c37/c3794e94d3681224e7c22ea912e8edd5.pdf>, свободный. – Загл. с экрана.

24 Описание типа манометра избыточного давления показывающего МП-У [Электронный ресурс]. – Режим доступа:<https://fgis.gost.ru/fundmetrology/registry/4/items/304271>, свободный. – Загл. с экрана.

25 Описание типа манометра избыточного давления показывающего МП-У [Электронный ресурс]. – Режим доступа:<http://www.manotom-tmz.ru/upload/iblock/4ad/4ad7c412419e4fe101267f648987937e.pdf>, свободный. – Загл. с экрана.

26 Описание типа термометра ртутного стеклянного лабораторного ТЛ-4 [Электронный ресурс]. – Режим доступа:<https://fgis.gost.ru/fundmetrology/registry/4/items/337933>, свободный. – Загл. с экрана.

27 Описание типа влагомера поточного ВСН-АТ [Электронный ресурс]. – Режим доступа:<https://fgis.gost.ru/fundmetrology/registry/4/items/376420>, свободный. – Загл. с экрана.

28 Описание типа комплекса измерительно-вычислительного МикроТЭК [Электронный ресурс]. – Режим доступа:<https://fgis.gost.ru/fundmetrology/registry/4/items/355448>, свободный. – Загл. с экрана.

29 ГСССД 187-99 Вода. Удельный объем и энтальпия при температурах 0...1000 °С и давлениях 0,001...1000 МПа [Электронный ресурс]. – Режим доступа:<http://docs.cntd.ru/document/1200085334>, свободный. – Загл. с экрана.

30 ГОСТ 2477-2014 Нефть и нефтепродукты. Метод определения содержания воды [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200120803>, свободный. – Загл. с экрана.

31 ГОСТ 21534-76 Нефть. Методы определения содержания хлористых солей [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200007600>, свободный. – Загл. с экрана.

32 ГОСТ 6370-83 (СТ СЭВ 2876-81) Нефть, нефтепродукты и присадки. Метод определения механических примесей [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200004078>, свободный. – Загл. с экрана.

33 СанПиН 2.2.4.548-96 Гигиенические требования к микроклимату производственных помещений [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/901704046>, свободный. – Загл. с экрана.

34 СанПиН 2.2.2/2.4.1340-03 Гигиенические требования к персональным электронно-вычислительным машинам и организации работы [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/901865498>, свободный. – Загл. с экрана.

35 ГОСТ 12.0.003-2015 Система стандартов безопасности труда (ССБТ). Опасные и вредные производственные факторы. Классификация [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200136071>, свободный. – Загл. с экрана.

36 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1278-03 Гигиенические требования к естественному, искусственному и совмещенному освещению жилых и общественных зданий [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/901859404>, свободный. – Загл. с экрана.

37 СП 52.13330.2016 Естественное и искусственное освещение. Актуализированная редакция СНиП 23-05-95* [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/456054197>, свободный. – Загл. с экрана.

38 Сапронов, Ю.Г. Аттестация рабочих мест по условиям освещенности: лабораторный практикум по дисциплине «Безопасность жизнедеятельности»

[Электронный ресурс]. – Режим доступа: <https://studfile.net/preview/1669493/>, свободный. – Загл. с экрана.

39ГОСТ 12.1.005-88. ССБТ. Общие санитарно-гигиенические требования к воздуху рабочей зоны [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/gost-12-1-005-88-ssbt>, свободный. – Загл. с экрана.

40ГОСТ 12.1.009-2017 ССБТ. Электробезопасность. Термины и определения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200161311>, свободный. – Загл. с экрана.

41ГОСТ 12.1.019-2017 ССБТ. Электробезопасность. Общие требования и номенклатура видов защиты [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200161238>, свободный. – Загл. с экрана.

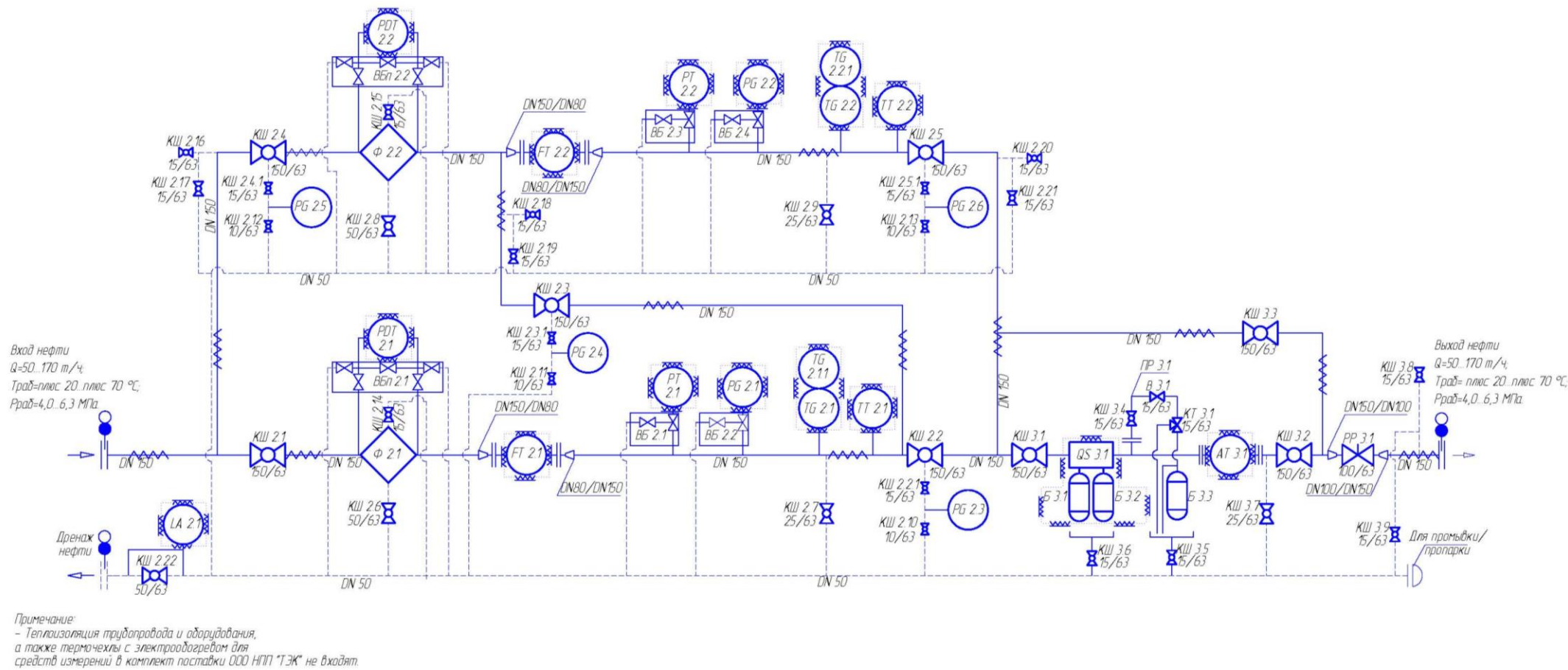
43ГОСТ 12.1.033-81 ССБТ. Пожарная безопасность. Термины и определения [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200003841>, свободный. – Загл. с экрана.

43СНиП 21-01-97* Пожарная безопасность зданий и сооружений [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/871001022>, свободный. – Загл. с экрана.

44 ГОСТ 15.101-98 Система разработки и постановки продукции на производство (СРПП). Порядок выполнения научно-исследовательских работ [Электронный ресурс]. – Режим доступа: <http://docs.cntd.ru/document/1200003945>, свободный. – Загл. с экрана.

ПРИЛОЖЕНИЕ А
(обязательное)
Технологическая схема системы измерений количества и показателей качества нефти

На рисунке А.1 представлена технологическая схема СИКН.



Условные обозначения					
Обозначение	Наименование	Обозначение	Наименование	Обозначение	Наименование
FT	Преобразователь расхода	QS	Автоматический пробоотборник	Оптический датчик	Оптический датчик
AT	Влагомер	PR	Ручной пробоотборник	Вентиль	Вентиль
PT	Преобразователь давления	Регулятор расхода	Регулятор расхода	Технологические и дренажные трубопроводы, теплоизоляция	Технологические и дренажные трубопроводы, теплоизоляция
TT	Преобразователь температуры	Кран шаровой	Кран шаровой	Термочел с электрообогревом	Термочел с электрообогревом
PG	Манометр	Двухвентильный блок	Двухвентильный блок	Преобразователь перепада давления	Преобразователь перепада давления
TG	Термометр	Пятивентильный блок	Пятивентильный блок	Сигнализатор уровня	Сигнализатор уровня
Баллон	Баллон	Заглушка	Заглушка	Кран трехходовой	Кран трехходовой

Рисунок А.1

ПРИЛОЖЕНИЕ Б

(обязательное)

Краткие технические характеристики, измеряемые параметры и место установки СИ

Краткие технические характеристики, измеряемые параметры и место установки СИ, входящих в состав СИКН, приведены в таблице Б.1.

Таблица Б.1 – Краткие технические характеристики, измеряемые параметры и место установки СИ

Место установки на технологической схеме	Наименование СИ	Пределы основной погрешности измерений СИ	Измеряемый параметр	Диапазон измерений	Номер в ФИФОЕИ
БИЛ					
FT 2.1, FT 2.2	Расходомер-счетчик массовый OPTIMASS x400 OPTIMASS 7400C	пределы допускаемой относительной погрешности измерений массового расхода жидкости: $\pm 0,1 + 0,01 \cdot (G_{\max}/G_i) \%$, где G_{\max} – максимальный измеряемый расход для данного типа расходомера, т/ч; G_i – измеряемый расход, т/ч	массовый расход	от 4,3 до 559 т/ч	53804-13
PDT 2.1, PDT 2.2	Датчик давления Метран-150 Метран-150CD2(0...63 кПа) 2 2 1 1 L3 A M5 EM K19 PC LT	пределы допускаемой основной приведенной погрешности: $\pm 0,5 \%$	перепад давления	от 0 до 63 кПа	32854-13
PT 2.1, PT 2.2	Датчик давления Метран-150 Метран-150TG4(0...8 МПа) 2G 2 1 A M5 EM PC K19 LT	пределы допускаемой основной приведенной погрешности: $\pm 0,5 \%$	избыточное давление	от 0 до 8 МПа	32854-13
TT 2.1, TT 2.2	Преобразователь температуры CTR-ALW CTR-ALW/ GN/ Exd/ LAB/ 6/ L=150мм/ S=0мм/ MP (M20x1,5)/ +15...+85°C/ 3,8 мА/ RU	пределы допускаемой погрешности измерений при отображении результатов измерений на дисплее и при передаче по HART протоколу: $\pm (0,05 + 0,05 \% \text{ (от интервала измерений)} + 0,001 \cdot t)$, °C, где t – значение измеряемой температуры, °C; пределы допускаемой дополнительной погрешности измерений при снятии сигнала с выхода (4-20) мА: $\pm 0,04 \% \text{ (от интервала}$ измерений)	температура	от 15 до 85 °C	72825-18

Продолжение таблицы Б.1

Место установки на технологической схеме	Наименование СИ	Пределы основной погрешности измерений СИ	Измеряемый параметр	Диапазон измерений	Номер в ФИФОЕИ
PG 2.1, PG 2.2	Манометр показывающий для точных измерений МПТИ МПТИ-У2-10 МПа-кл.0,6-М20х1,5-ЦСМ-Пл.-Ном-ПППас	пределы допускаемой основной приведенной погрешности: $\pm 0,6 \%$	избыточное давление	от 0 до 10 МПа*	26803-11
PG 2.3-PG 2.6	Манометр избыточного давления МП-У МПЗ-У-УХЛ1-10 МПа-кт.1,5-М20х1,5-ЦСМ-Пл.-ном-ПППас	пределы допускаемой основной приведенной погрешности: $\pm 1,5 \%$	избыточное давление	от 0 до 10 МПа*	10135-15
TG 2.1.1, TG 2.2.1	Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 ТЛ-4 № 2	пределы допускаемой абсолютной погрешности: $\pm 0,2 \text{ }^{\circ}\text{C}$	температура	от 0 до 55 $^{\circ}\text{C}$	303-91
TG 2.1, TG 2.2	Термометры ртутные стеклянные лабораторные ТЛ-4 ТЛ-4 № 3	пределы допускаемой абсолютной погрешности: $\pm 0,2 \text{ }^{\circ}\text{C}$ в диапазоне от 50 до 100 $^{\circ}\text{C}$	температура	от 50 до 105 $^{\circ}\text{C}$	303-91
БИК					
АТ 3.1	Влагомер поточный ВСН-АТ ВСН-АТ 150.100.ПТ-010	пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений: $\pm 0,1 \%$	объемная доля воды	от 0,01 до 10 %	62863-15

Окончание таблицы Б.1

Место установки на технологической схеме	Наименование СИ	Пределы основной погрешности измерений СИ	Измеряемый параметр	Диапазон измерений	Номер в ФИФОЕИ
СОИ					
операторная Заказчика	Комплекс измерительно-вычислительный МикроТЭК МикроТЭК-09-02-МК	пределы допускаемой абсолютной погрешности измерений силы постоянного тока: ± 0,015 мА	сила постоянного тока	от 4 до 20 мА	44582-16
		пределы допускаемой относительной погрешности измерений частоты: ± 0,002 %	частота следования импульсов	от 10 до 10000 Гц	
		пределы допускаемой относительной погрешности преобразования входных электрических сигналов в значения массы: ± 0,05 %	-	-	
<div>_____</div> <div>* Указан диапазон показаний. Диапазон измерений избыточного давления от 0 до 75 % диапазона показаний.</div>					

ПРИЛОЖЕНИЕ В

(справочное)

Systems for oil quantity and quality metering

Студент

Группа	ФИО	Подпись	Дата
8ГМ81	Петлина Татьяна Андреевна		

Руководитель ВКР

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Доцент ОАР ИШИТР	Суханов А.В.	к.х.н		

Консультант-лингвист отделения иностранных языков ШБИП

Должность	ФИО	Ученая степень, звание	Подпись	Дата
Старший преподаватель ОИЯ ШБИП	Пичугова И.Л.			

Introduction

Today, a topical issue is the policy of the rational use of natural resources, as well as their accounting at all stages: extraction, transportation, processing and sale. This is required by the Federal Law "On Technical Regulation" dated December 27, 2002 № 184-FZ. Also, the final profit of oil transportation and oil refining enterprises is determined by the accuracy and quality of commodity-commercial operations. Therefore, an important condition is to increase the measurement results with a known error or with an error that does not exceed the permissible limits.

The aim of the final qualification work is to analyze the metrological support of the SIKN and suggest ways to improve it – to increase the accuracy of measurements.

To achieve this goal, the following tasks were formulated:

- to conduct optimal selection of measuring instruments;
- to develop documents for metrological examination;
- to pass a metrological examination and obtain conclusions on a metrological examination;
- to compile an algorithm for calculating the limits of relative errors in the measurement of gross mass and net oil weight;
- to calculate the limits of relative errors of measurement of gross mass and net oil weight.

Work on the dissertation was carried out at Tomsk Electronic Company (LLC NPP "TEC"), in the Department of Technological Engineering of Oil and Gas Complexes. SIKN production of LLC NPP "TEC" provide accounting of marketable, crude oil and oil products.

1 Systems for oil quantity and quality metering

1.1 Main points

Systems for oil quantity and quality metering (SIKN) is a combination of functionally integrated measuring instruments (SI), data processing system (SOI), technological and other equipment, intended for direct or indirect dynamic measurements of mass and quality parameters metering oil.

Metrological support should be carried out in accordance with the standards, technical regulations, laws, regulatory legal acts in the field of ensuring the uniformity of measurements and legal metrology of the states where the SIKN is operated.

The SIKN, which is designed, built and reconstructed again, is covered by the State Standard GOST 34396-2018.

According to the State Standard GOST 34396-2018 the SIKN must be designed in accordance with the statement of work.

According to the State Standard GOST 34396-2018 the statement of work is a document that contains a list of requirements and conditions that are necessary for product design.

The statement of work should be developed on the basis of technical requirements from the customer, agreed by the supplying, receiving oil parties and approved by the customer.

An investigated SIKN the statement of work is developed on the basis of the technical requirements given in the appendix to the supply contract between LLC "IC GazInformPlast" and LLC NPP "TEC".

The statement of work should be made out in accordance with the State Standard GOST 2.105-95.

The statement of work should be subject to metrological examination accredited in the prescribed manner in the field of ensuring the uniformity of measurements by legal entities or individual entrepreneurs.

The documentation for the SIKN should include an explanatory note.

According to the State Standard GOST 2.102-68, an explanatory note is a document that contains a description of the device and the principle of operation of the product being developed, as well as the rationale for the technical and economic decisions made during its development.

An explanatory note should be developed based on the statement of work. For the investigated SIKN an explanatory note is developed on the basis of previously developed and approved by the customer the statement of work.

Also, for the SIKN, the working documentation is subject to metrological examination, including the explanatory note, documents on production technology (general data, technological scheme, general specification, map of technological settings) and documents on integrated automation (structural scheme of a complex of technical means, functional automation scheme).

An explanatory note should be made out in accordance with the State Standard GOST 2.105-95.

1.2 Systems for oil quantity and quality metering specifications

The working environment for the SIKN should be oil.

The working fluid in the investigated SIKN is oil, according to the degree of preparation corresponding to group 3 according to the State Standard GOST R 51858-2002 and having physicochemical indicators indicated in Table B.1.

Table B.1. Physical and chemical indicators of oil

Name of indicator	Value of indicator
Kinematic viscosity in the operating temperature range, sSt	from 3,80 to 80,94

Density reduced to statement conditions, kg/m ³	from 868,2 to 914,0
Oil temperature, °C	from plus 20 to plus 70
Saturated steam pressure, no more, kPa	40

End of Table B.1

Name of indicator	Value of indicator
Mass fraction of water, no more, %	1,0
Mass concentration of chloride salts, no more, mg/dm ³	900
Mass fraction of solids, no more, %	0,05
The free gas, %	not allowed

According to the measurement method, the SIKN are divided into the:

- SIKN with an indirect method of dynamic measurements of oil mass;
- SIKN with a direct method of dynamic measurements of oil mass.

In the investigated LMSS, a direct method of dynamic measurements of oil mass is realized.

Tasks to be performed by the SIKN:

- automated measurement of gross mass of oil by means of mass flow measurement;
- automated calculation of net oil mass;
- automated measurement of oil overpressure by pressure transducers and oil temperature transducers;
- automated measurement of the volume fraction of oil water by flow means of measuring the volume fraction of water in oil.

The main specifications of the SIKN meter are shown in Table B.2.

Table B.2. The main specifications of the SIKN

Name of specifications	Value of specifications
Flow of oil through the SIKN, t/h:	
– minimum	50
– maximum	170

Continuation of Table B.1

Name of specifications	Value of specifications
Oil overpressure, MPa:	
– minimum allowable	4,0
– maximum allowable	6,3
Total pressure loss on the SIKN meter at maximum flow rate and maximum viscosity, MPa	
– in operating mode, no more	0,2
– in the control mode of metrological characteristics, no more	0,4
Operating mode SIKN	continuous
Stop valve control mode	manual
Method for control metrological characteristics of a working flow converter	by backup control flow converter
Verification method of a flow converter	in accordance with the flow converter calibration procedure
The power supply	220 V / 50 Hz
Category of power receivers by reliability of power supply according to PUE	I
Explosion and fire hazard categories according to SP 12.13130.2009:	
– block of metering lines (BIL)	AN
– block for quality parameters metering (BIC)	AN
– SOI	D
Class of explosion hazard zone according to PUE:	
– BIL	B-1g
– BIC	B-1g
– SOI	-

Name of specifications	Value of specifications
Air temperature inside thermocovers with electric heating in cold and transitional periods of the year, °C	from plus 15 to plus 25
Ambient temperature, °C	from minus 53 to plus 33

1.3 Requirements for metrological characteristics

The limits of measurement error of the SIKN and measuring instruments, which are part of the SIKN, must comply with "The list of measurements related to the field of state regulation of ensuring the uniformity of measurements performed when taking into account the used energy resources, and mandatory metrological requirements for them, including indicators of measurement accuracy", approved by Order of the Ministry of Energy of Russia dated March 15, 2016 № 179, the State Standards GOST 34396-2018 and GOST 8.587-2019.

The limits of permissible relative error of gross oil mass measurements by the direct method of dynamic measurements should be $\pm 0,25$ %.

The limits of permissible relative error in measuring the net oil mass by the direct method of dynamic measurements should be $\pm 0,35$ %.

To ensure the required error in measuring the mass of oil, as well as when monitoring the metrological characteristics of the working flowmeter, it is recommended to use measuring instruments with the limits of permissible errors indicated in Table 3.

Table B.3. Recommended limits of permissible error of measuring instruments

Name of measuring instrument	Recommended limits of permissible error of measuring instrument	Note
Working flowmeter	$\pm 0,25 \%$ *	on the working meter run, in the flow range
Control and reserve flowmeter	$\pm 0,20 \%$ *	at the flow point
Overpressure sensor	$\pm 0,5 \%$ **	on each meter run
Differential pressure sensor	$\pm 2,5 \%$ **	to control filter contamination
Temperature sensor	$\pm 0,3 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ***	on each meter run
Manometer	$\pm 0,6 \%$ **	on each meter run
Glass thermometer	$\pm 0,2 \text{ }^{\circ}\text{C}$ ***	on each meter run
Hygrometer	$\pm 0,1 \%$ ***	in BIC
Measuring and computing complex	$\pm 0,05 \%$ *	in SOI
<p>_____</p> <p>* The limits of permissible relative error.</p> <p>** The limits of permissible reduced error.</p> <p>*** The limits of permissible absolute error.</p>		

All measuring instruments must be contributed to the Federal Information Fund for ensuring the uniformity of measurements and approved for use in the Russian Federation.

The SIKN manufacturer shall arrange for the approval of the type of SIKN as measuring instruments.

SIKN must have:

– declaration of conformity technical regulations of the Customs Union 010/2011 "About Safety of machinery and equipment" (on closure ties and pumps);

- certificates of conformity technical regulations of the Customs Union 012/2011 "On the safety of equipment for work in explosive zone" (on all equipment and measuring instruments used in explosive zone);
- conclusion of metrological testing of statement of work and working documentation;
- certified measurement procedure in accordance with the State Standard GOST 8.587-2019 and GOST R 8.563-2009;
- certificate of initial verification SIKN;
- certificate of approval of type SIKN as measuring instruments with the attached type description;
- certificates of approval of the type of measuring instruments with the attached type descriptions for all measuring instruments included in the SIKN;
- methodology of verification for SIKN as a whole;
- methodology of verification for all measuring instruments included in the SIKN;
- technological schematic diagram of SIKN;
- SIKN passport;
- operational documentation in Russian.

For the investigated SIKN, metrological testing of statement of work and working documentation were conducted at the Federal budget institution "Tomsk Center for Standardization and Metrology". The expert opinion states that the requirements for metrological support of SIKN meter are fulfilled by rational methods and means. Statement of work and working documentation complies with the requirements of normative legal acts applicable to it, regulatory documents and technical requirements of the customer.

1.4 The structure of the systems for oil quantity and quality metering

The structure of the SIKN is:

- complex of technological including:
 - a) BIL;
 - б) BIC;
 - в) frame base;
- SOI including:
 - a) measuring and computing complex;
 - б) operator workstation.

The technological scheme of SIKN is presented in Appendix A.

1.4.1 Block of metering lines

The BIL measures the mass flow rate, temperature and oil pressure. Also, the design of the BIL provides the ability to conduct control metrological characteristics working flowmeter.

We will calculate the number of meter run. The number of control and backup meter run is selected in accordance with Appendix of the State Standard GOST 34396-208 and clause 7.1.12 MI 2825-2003.

The number of working meter run N_{PAB} , pcs. is determined by the formula (B.1).

$$N_w = \frac{Q_{max}}{K_{lf} \cdot Q_{fm}}, \quad (B.1)$$

where Q_{max} – maximum flow through the pipeline, $Q_{max} = 170$ t/h;

K_{lf} – load factor, $K_{lf} = 0,8$;

Q_{fm} – maximum flowmeter rate, $Q_{fm} = 559$ t/h.

$$N_w = \frac{170}{0,8 \cdot 559} = 0,38 \approx 1 \text{ pcs.}$$

(the number of working meter run and the number of control and reserve meter run is rounded up to an integer value).

The number of control and reserve meter run N_r , pcs. is determined by the formula (B.2).

$$N_r = 0,3 \cdot N_w \quad (\text{B.2})$$

$$N_r = 0,3 \cdot 1 = 0,3 \approx 1 \text{ pcs.}$$

(in accordance with the requirements of the MI 2825-2003, it is allowed to combine control and reserve meter run, i.e. use one control and reserve meter run).

The total number of meter run N_{mr} , pcs. is determined by the formula (B.3).

$$N_{mr} = N_w + N_r, \quad (\text{B.3})$$

where N_w – number of working meter run, pcs.;

N_r – number of control and reserve meter run, pcs.

$$N_{mr} = 1 + 1 = 2 \text{ pcs.}$$

Therefore, the BIL includes two meter run DN 150 (one working, one control and reserve).

According to the technological scheme (Appendix A), the control and reserve meter run in the control metrological characteristics mode of the working flowmeter is connected in series with the working meter run, in the measurement mode – in parallel.

Each meter run consists of a flowmeter, overpressure sensor, manometer, temperature sensor, thermometer and valves.

Shut-off valves affecting the accuracy of the metrological characteristics control. Manometers are used as a local leakage control device.

To fine-tune oil from mechanical impurities, to prevent clogging and breakdown of the SIKN equipment, a filter with a quick-release lid, a differential pressure sensor (to control filter contamination) and shut-off valves are installed at the meter run inlet.

Dual valve blocks are provided as embedded structures for the installation of gauges for overpressure, and a five-valve valve block for a differential pressure

sensor. Protective sleeves are provided as embedded structures for the installation of temperature measuring instruments.

As shutoff valves in BIL manual spherical cranes are applied.

BIL is equipped with a closed drainage system with the possibility of flushing or steaming it. For drainage system, local and remote tightness control is implemented.

Air vent valves are provided to remove gas plugs.

Flow meters, overpressure sensor, temperature sensors, manometer (except manometer for monitoring leaks) and thermometers are placed in thermo-covers with electric heating. The SIKN technological pipeline is equipped with thermal insulation.

1.4.2 Block for quality parameters metering

In BIC, measurement and control of the volume of water in the oil takes place.

BIC is located at the output of the BIL and SIKN.

Oil sampling is carried out by samplers in accordance with the State Standard GOST 2517-2012. The BIC includes automatic sampler and manual sampler.

For automatic measurement of the volume fraction of water in oil, a flow hygrometer is included in the BIC.

Manual shutoff ball valves are used as shut-off and control valves in BIC.

BIC is equipped with a closed drainage system with the possibility of washing and steaming. Ball valves are used as drainage stop valves.

The hygrometer and the sampler are placed in thermo-covers with electric heating.

1.4.3 Data processing system

SOI provides automated performance of the functions of collecting, processing, displaying, recording information on oil accounting in accordance with the State Standard GOST 34396-2018, MI 2825-2003 and MI 3532-2015.

One of the functions of the SOI is the calculation of the gross mass and net mass of oil with the input of the operator's workstation using the keyboard of the oil density, water content (in case of failure of the flow moisture meter), chloride salts and solids determined in the testing laboratory.

SOI is equipped with an uninterruptible power supply that ensures continuous operation of SOI equipment in the event of a power outage for 2 hours.

SDI equipment is located in the instrument cabinet of bilateral maintenance. The operator's workstation is located on the operator's desk.

Conclusion

This part is focused on the SIKN under study, its characteristics and structure.

The SIKN is a system for measuring the mass of oil and quality parameters metering oil, such as the volume fraction of water in oil. The SIKN is covered by the State Standard GOST 34396-2018. The system under study consists of a technological complex including BIL and BIC, also and SOI including a measuring and computing complex and operator workstation. This system must be approved as measuring instruments.